



КАСПИЙ НЕФТЬ
ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2022





Стратегический отчет

- 6 Обращение Председателя Совета директоров
- 7 Обращение Генерального директора
- 8 Ключевые показатели
- 9 Информация о Группе
- 14 Основные события
- 16 Операционная деятельность
- 26 Финансовая деятельность

Управление

- 30 Управление рисками
- 36 Социальная ответственность и защита окружающей среды
- 41 Корпоративное управление

Консолидированная финансовая отчетность

- 52 Аудиторское заключение независимого аудитора
- 57 Консолидированный отчет о финансовом положении
- 58 Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе
- 59 Консолидированный отчет об изменениях собственного капитала
- 60 Консолидированный отчет о движении денежных средств
- 61 Примечания к финансовой отчетности

Дополнительная информация

- 98 Основные исторические показатели
- 99 Глоссарий
- 100 Контактная информация



СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ



ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

На протяжении нескольких лет Группа «Каспий нефть» вела работы по модернизации производственных объектов и полной автоматизации технологических процессов. Первые результаты внедрения современных информационных технологий Группа наблюдала уже в 2021, когда достигла исторического максимума объемов добычи нефти, а также рекордного роста показателей EBITDA и чистой прибыли.

Сейчас мы можем с гордостью заявить об успешной реализации проекта «Smart Field Airankol», который, несомненно, можно считать знаковым в развитии нефтегазовой отрасли Казахстана. Цифровой продукт «Smart Field» может быть выведен на рынок как отдельный продукт, а также использоваться в качестве реального инструмента (ноу-хау) по оптимизации вновь приобретаемых нефтегазодобывающих активов.

Признание за реализацию проекта вышло за наши внутренние рамки, когда в начале февраля 2023 года на Digital Forum Almaty Группа победила в номинации «Лучшее цифровое решение», Tech Garden Awards 2022 за разработку и внедрение комплексной информационной системы цифрового месторождения и получила награду из рук Министра цифрового развития, инноваций и аэрокосмической промышленности, Багдата Мусина.

Концепция «Smart Field» направлена не только на обеспечение конкурентоспособности добывающих компаний через улучшение бизнес-процессов и оптимизацию капитальных и операционных затрат, но также соответствует одной из стратегических целей Группы по снижению негативного воздействия добычи углеводородов на окружающую среду и здоровье людей.

Группа уже окупила все затраты, связанные с проектом, и второй год подряд продолжает показывать высокий объем добычи сырья.

Наши Ценности

В рамках Стратегии развития Группа разработала и приняла принципы ведения бизнеса («Ценности») на пути к достижению общекорпоративных целей и формированию корпоративной культуры.



Постепенное принятие этих ценностей каждым сотрудником будет способствовать формированию единства взглядов и действий и, как следствие, эффективному достижению целей Группы.

Развитие корпоративной культуры рассматривается Группой как реальное стратегическое конкурентное преимущество и косвенный фактор повышения ее стоимости.

Создаем будущее

Технические и управленческие компетенции, устойчивое финансовое положение и значительный инвестиционный потенциал позволяет Группе выйти за рамки разработки одного месторождения и обеспечить ее рост и повышение акционерной стоимости посредством:

- Достижения среднегодового коэффициента восполнения запасов $\geq 1,2$
- Достижения среднегодового темпа роста добычи углеводородов на уровне 3%
- Обеспечения показателя возврата на задействованный капитал (ROACE) $\geq 20\%$.

Наши Амбиции создают мотивацию для персонала и побуждают к действиям по достижению сверх результатов.

Утегалиев Сисенгали Азгалиевич
Председатель Совета Директоров

ОБРАЩЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА

Обзор 2022

Ряд геополитических событий, произошедших в мире и в Казахстане, рекордные темпы инфляции и прочие экономические события оказали существенное влияние на условия ведения бизнеса в отчетном году.

При этом по итогам 2022 Группа достигла целевых показателей по добыче и отгрузке нефти, удержала показатель **ЕВITDA** (86 713 млн тг), чему также способствовали высокие ценовые котировки на нефть. **ЕВITDA маржа** Группы сохраняется в диапазоне **40%-50%** последние 3 года подряд.

Поддержание высокой производительности, повышение эффективности затрат в том числе за счет **Smart Field Airankol** и низкие лифтинг затраты в диапазоне **1,2-1,7 \$/бар** предоставляют Группе существенное конкурентное преимущество. Уровень лифтинг затрат Группы сопоставим с показателями месторождений нефти стран Персидского залива.

Группа имеет низкую долговую нагрузку, что открывает возможности для привлечения заемного капитала для финансирования будущих инвестиционных проектов.

Базовая прибыль на акцию в 2022 составила **490 тыс. тг** (2021: 496 тыс. тг/ акцию), сохранившись на относительно неизменном уровне от 2020.

В отчетном году Группа осуществила выплату дивидендов на сумму **142 110 млн тг** (2021: 950 млн тг).

Люди – главная ценность

Новые технологии предполагают подготовку новых высококвалифицированных кадров, а также постоянное повышение квалификации сотрудников, в особенности занятых на производстве. Группа считает одним из своих стратегических приоритетов содействие профессиональному развитию сотрудников, а также проявлению и развитию их талантов и творческой инициативы.



В постоянно меняющемся и развивающемся мире уже недостаточно просто обеспечивать сотрудникам хорошие и безопасные условия труда, очень важным фактором для устойчивого развития компании является создание благоприятного морально-психологического климата, основанного на уважении к людям, а также обеспечение гендерного равенства и недопущение любой формы дискриминации.

В отчетном году Советом Директоров была утверждена **10-летняя Стратегия развития** Группы на 2023-2032, в рамках которой Группа в том числе определила оптимальные процессы для дальнейшего кадрового обеспечения растущих потребностей бизнеса, и формирование единой корпоративной культуры.

Благодарность

В заключение я хочу поблагодарить каждого члена команды «Каспий нефть», чей вклад позволил Группе успешно реализовать проект «**Smart Field Airankol**» и добиваться высоких показателей деятельности, а также акционеров и партнеров Группы за проявленное доверие и оказанную поддержку.

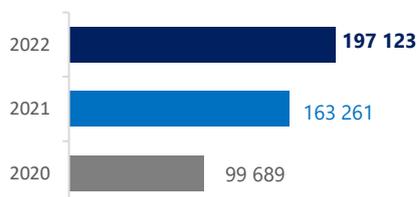
События последних лет лишь укрепили нашу уверенность в собственных силах. Мы планируем не останавливаться на полученных результатах и достигать новых вершин!

Тыран Серік Базарбайұлы
Генеральный директор

КАСПИЙ НЕФТЬ 2022

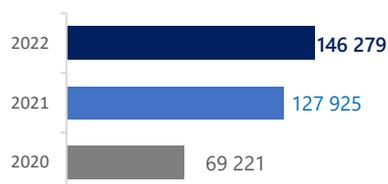
ВЫРУЧКА

(млн тг)

+21%

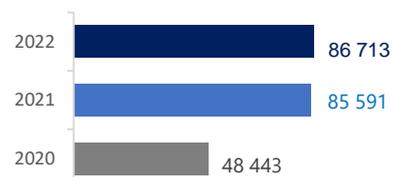
ВАЛОВАЯ ПРИБЫЛЬ

(млн тг)

+15%

ЕБИТДА

(млн тг)

+1%

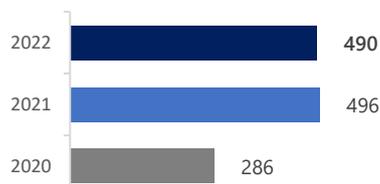
ЛИФТИНГ ЗАТРАТЫ

(\$/бар)

+15%

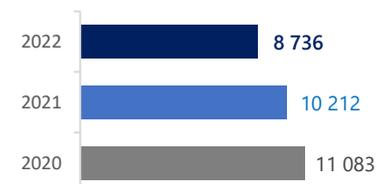
БАЗОВАЯ ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

(тыс тг / акцию)

-1%

ИНВЕСТИЦИИ

(млн тг)

-14%

ДОБЫЧА НЕФТИ

(тыс тн)

-1%

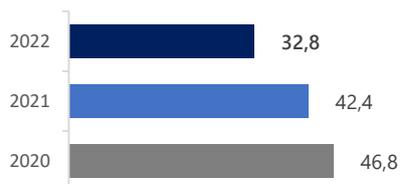
ОТГРУЗКА НЕФТИ

(тыс тн)

-0,1%

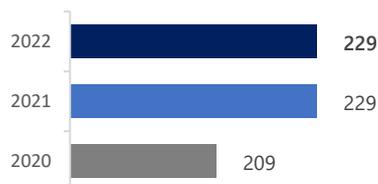
ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ

(млн бар.)

-23%

ОБЩИЙ ФОНД СКВАЖИН

(ед.)

0%

ИНФОРМАЦИЯ О ГРУППЕ

1997–1998 гг.	<ul style="list-style-type: none"> Создание Компании; Получение Лицензии на разведку нефти месторождения «Айранколь»; Подписание Контракта на проведение разведки нефти месторождения «Айранколь».
2000–2004 гг.	<ul style="list-style-type: none"> Пробная добыча нефти на месторождении «Айранколь»; Подписание Контракта на добычу и начало коммерческой добычи нефти.
2016 г.	<ul style="list-style-type: none"> Обновление оценки запасов на месторождении «Айранколь»; Достижение пиковых объемов добычи нефти.
2017 г.	<ul style="list-style-type: none"> 20-летие с момента создания.
2018–2019 гг.	<ul style="list-style-type: none"> Обеспечение и поддержание стабильного уровня добычи нефти; 1 этап модернизации производственных объектов; Создание дочернего предприятия: ТОО «Каспий нефть трейдинг».
2020 г.	<ul style="list-style-type: none"> 2 этап модернизации производственных объектов; Увеличение пропускной способности до 3,800 тыс. куб. м в год.
2021 г.	<ul style="list-style-type: none"> Достижение исторического максимума по уровню добычи нефти.
2022 г.	<ul style="list-style-type: none"> 25-летие с момента создания.

История

АО «Каспий нефть» (далее – «Компания») было создано и зарегистрировано в городе Атырау 22 января 1997 года. В декабре 2016 года Компания была преобразована в форму акционерного общества.

По состоянию на 31 декабря 2022 единственным акционером Компании является АО «Joint Resources», которое зарегистрировано в Республике Казахстан. Конечным владельцем Компании является г-н Кулибаев Т.А.

Группа состоит из Компании и ее дочернего предприятия ТОО «Каспий нефть трейдинг», которое создано и зарегистрировано 4 июня 2019 г. и находится в 100% собственности Компании.

Головной офис находится в Атырау в 190 км от месторождения. Ближайшим населенным пунктом является г. Кульсары и нефтяные промыслы Косшагыл и Карсак.

Основная деятельность

Основной деятельностью Группы является разведка, добыча, первичная обработка, транспортировка и реализация углеводородного сырья нефтяного месторождения «Айранколь».

Основные виды деятельности дочернего предприятия связаны с оптовой и розничной торговлей нефтью и/или нефтепродуктами

Нефтяное месторождение «Айранколь» расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины и Южно-Эмбинской нефтегазоносной области.

Согласно административному делению, площадь месторождения входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Общая численность сотрудников Группы составляет **282 человека** (2021: 281 человек).

Миссия

«Найти и добывать энергию, в которой нуждается мир и наша страна сегодня и завтра, путем, не противоречащим нашим ценностям»

Утвердив Стратегию развития на 10 лет, Группа позиционирует себя как:

- **Эффективная нефтегазовая компания в Казахстане** – оставаться в числе топ-5 компаний в Казахстане по показателям эффективности лифтинг-затрат, производительности, затратам по обнаружению;
- **Ответственный корпоративный гражданин.** Группа ведет социально-ответственный бизнес в четком соответствии с законодательством Республики Казахстан и международными стандартами в области устойчивого развития / экологии, является партнером местных исполнительных органов в части решения социально-экономических задач региона (в рамках согласованных между Компанией и местными исполнительными органами средств);
- **Признанный в Казахстане высококлассный эксперт в области повышения эффективности добычи нефти на зрелых месторождениях.** Группа, имеющая в своем активе проекты на условиях риск-сервисных контрактов (value contract) по повышению эффективности добычи на низкорентабельных нефтегазовых месторождениях для сторонних недропользователей;
- **Новатор в области внедрения новых технологий** – Группа активно осуществляет поиск, адаптацию и успешное внедрение новых технологий (инноваций) в свои производственные и управленческие процессы и способствует развитию не только собственной цифровизации, но и нефтегазовой отрасли Казахстана в целом

Ценности

- **Честность.** Мы всегда честны перед собой, перед нашими партнерами и сотрудниками. Честность является залогом открытости и гарантией прозрачности нашей работы. Честность и открытость позволяют нам сохранять доверие и дружескую атмосферу.
- **Ответственность** - способность Группы и каждого сотрудника отвечать за последствия своих действий.
- **Забота.** Группа заботится о людях, их здоровье, об окружающей среде, о своей репутации. Сотрудники в свою очередь бережно относятся к имуществу компании.
- **Справедливость.** Группа следует принципу равных прав и возможностей для своих сотрудников вне зависимости от национальности, расы, пола, вероисповедания.
- **Порядочность.** Группа ведет этичный бизнес, выполняет свои обязательства перед обществом, государством, сотрудниками, партнёрами по бизнесу и не наносит умышленного вреда окружающим.

Производственная структура

Основным направлением деятельности Группы является добыча, первичная обработка и дальнейшая реализация нефти и нефтепродуктов.

Как результат, операционная структура Группы возглавляется Заместителем генерального директора по производству, который несет основную ответственность за осуществление операционной деятельности.

Среднесписочная численность производственного персонала в 2022 составила **223 человека** (2021: 229 человек), что составляет **80%** (2021: 80%) от общей среднесписочной численности сотрудников.



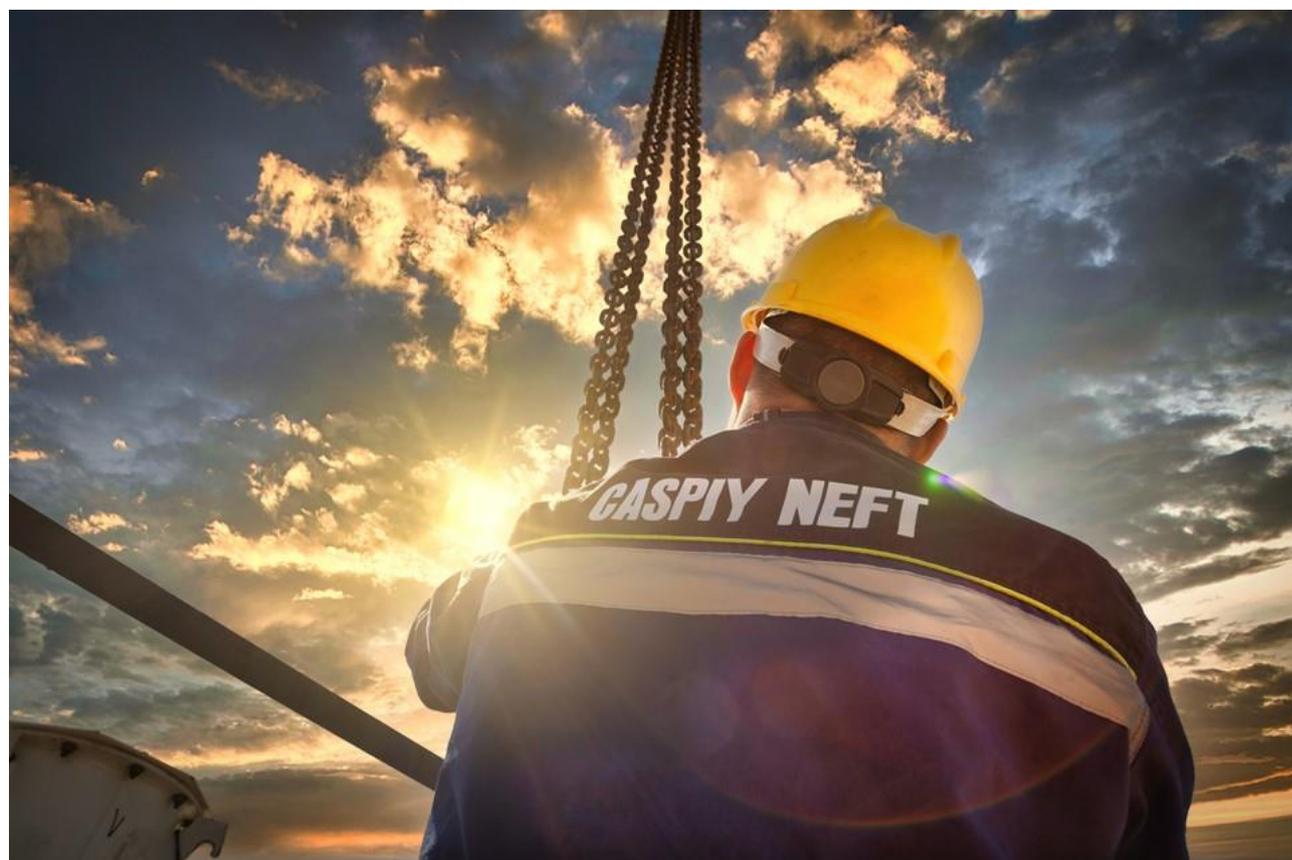
СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

УПРАВЛЕНИЕ

ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

КАСПИЙ НЕФТЬ



Информация о нефтегазовых запасах и планы их разработки

Компания работает на месторождении «Айранколь» по **Контракту №1525**, подписанному 15 октября 2004 на 25 лет (срок действия договора истекает 15 октября 2029). Договор дает Компании право добычи нефти из меловых коллекторов западной антиклинальной складки месторождения «Айранколь». Дополнение №1 к этому договору, подписанное 27 мая 2011, дает Компании право добывать нефть из юрских пластов-коллекторов месторождения и из меловых коллекторов восточной антиклинальной складки. Согласно Дополнению №4 к договору, подписанному 20 марта 2015, Компания может проводить геологическую разведку нефти в юрских и меловых коллекторах, находящихся за пределами контрактной площади.

Нефтяное месторождение «Айранколь», открытое в 1979, находится примерно в 190 км к востоку от административного центра, г. Атырау, на территории Южно-Эмбинской нефтегазоносной области, в юго-восточной части Северо-Каспийского бассейна.

Опытно-промышленная разработка началась с меловых горизонтов западного свода в 2000; закачка воды в пласт началась в марте 2004, опытно-промышленная разработка меловых коллекторов Восточного свода и юрских коллекторов обеих структур началась в мае 2006. Однако промышленная добыча из меловых пластов Восточного свода и из юрских пластов обоих сводов началась в мае 2011, а закачка воды в пласт – в конце 2013.

С 2015 Компания ежегодно привлекает независимые консалтинговые компании в сфере нефти и газа для выполнения независимого аудита объемов начальных геологических запасов товарной нефти и газа (далее – «НГЗГ») по месторождению Айранколь.

В 2022 аудит запасов проводился компанией **DeGolyer and MacNaughton** (далее – «D&M»), которая является крупной международной компаний, оказывающей экспертные услуги в сфере нефти и газа на протяжении более 80 лет.

Отчет по запасам был подготовлен в соответствии с требованиями Системы управления углеводородными ресурсами («PRMS»), утвержденными в марте 2007 и пересмотренными в июне 2018 Обществом инженеров-нефтяников (SPE), Всемирным нефтяным советом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Обществом инженеров по оценке запаса нефти и газа, Обществом геофизиков-геологоразведчиков, Обществом петро-физиков и интерпретаторов материалов геофизических исследований скважин и Европейской ассоциацией инженеров и специалистов в области геологии и геофизики.

Аудит запасов проводился путем проверки карт, разрезов и данных по скважинам, при этом также проводилась оценка параметров, использованных в расчетах запасов.

Проведенная компанией D&M оценка НГЗН была выполнена с учетом категорий запасов $V+C_1$ и $V+C_1+C_2$ по системе, принятой в Республике Казахстан.

Проведенное компанией D&M изучение представленных данных подтверждает, что накопленный отбор нефти по месторождению «Айранколь» по состоянию на 31 декабря 2022 года составляет **75,1 млн баррелей** (31 декабря 2021: 68.2 млн баррелей).

В конце 2022 добыча велась по **189 скважинам** (на конец 2021.: 169 скважины) с применением механизированного способа эксплуатации. Средняя глубина скважин составляет **800–1,600 м**.

Нефтяное месторождение «Айранколь», с точки зрения его разработки, считается зрелым месторождением. Общий фонд скважин на месторождении по состоянию на 31 декабря 2022 составляет **229 скважин** (31 декабря 2021: 207 скважин), в том числе **189** добывающих скважин, **24** водонагнетательных скважин, **2** водозаборные скважины, а также **5** ликвидированных скважин и **9** скважин в освоении.

Валовые запасы нефти месторождения Айранколь по состоянию на 31 декабря 2022 (млн бар.)

Освоенные:	32,0
Неосвоенные:	0,8
Итого доказанные:	32,8
Доказанные + Вероятные:	38,3
Доказанные + Вероятные + Возможные:	43,1

Группа продолжает реализацию принятого в 2022 плана разработки месторождения «Айранколь», подготовленного ТОО «Timal Consulting Group» и утвержденного Центральной комиссией по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан.

Текущим планом разработки предусматривается расширение работ по эксплуатации месторождения в течение всего срока действия лицензии до ее истечения в октябре 2029 года. Группа с высокой степенью вероятности ожидает продления срока действия контракта недропользования на дополнительные 5 лет с аналогичными условиями.

Увеличение объемов добычи, отмеченное первоначально в 2011 году, главным образом в результате ввода новых скважин на юрскую залежь восточного свода, продолжалось в течение 2012–2022 годов.

Объем добычи по состоянию на конец декабря 2022 составил **11,1 тыс. баррелей нефти в сутки** (на конец 2021: 18,7 тыс. баррелей нефти в сутки), из которых **67%** (2021: 70%) относится на счет юрских пластов восточного свода.

В 2022 было завершено бурение **15 эксплуатационных скважин** (2021: 19 скважин), при этом суммарный объем проходки составил **15,520 п.м** (2021: 22,900 п.м).

Согласно плану 2023–2027, Группа планирует пробурить до **7 новых скважин** и ввести в эксплуатацию до **10 добывающих скважин**.

В ближайшие три года добыча планируется на уровне **700–900 тыс. тонн** нефти ежегодно.

Для контроля и замера объемов добычи нефти на месторождении используются групповые установки замера нефти типа «АГЗУ-Массомер». В 2021 Группой приобретены и установлены новые узлы учета (Emerson), которые обеспечивают возможность дистанционного контроля и управления работами по учету и замеру продукции.

Центральная установка подготовки и перекачки нефти на месторождении «Айранколь» обладает достаточной производительностью для приема и обработки текущих и прогнозируемых объемов добычи.

В состав установки входят сепараторы, печи подогрева, емкости хранения, насосы, а также технологические сооружения для нагнетания воды в пласт. Установка представляет собой полностью автономный технологический комплекс.

Попутный газ

Месторождение «Айранколь» содержит неразработанные газовые ресурсы в виде попутного газа (растворенного в нефти), залегающего в интервалах юрского коллектора.

Группа придерживается политики запрещения сжигания газа в факеле.

В июне 2011 года была разработана и утверждена «Программа развития переработки (утилизации) попутного газа месторождения Айранколь». Программа была согласована с Министерством энергетики Республики Казахстан.

Весь объем добываемого попутного газа используется для производства электроэнергии для собственных нужд промысла (выработка электроэнергии, обогрев трубопроводных линий продукции).

ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ 2022

25-летний Юбилей

В 2022 Группа отпраздновала свой 25-летний юбилей. За годы деятельности Группа достигла существенных результатов:

- Проведенные геологоразведочные работы позволили Группе нарастить извлекаемые запасы на 10 млн тонн от уровня 2000;
- Увеличен объем среднегодовой добычи нефти до порядка 800 тыс. тн;
- Модернизированы промышленные объекты;
- Группа является ответственным работодателем и обеспечивает рабочими местами свыше 200 человек;
- Группа входит в топ-50 крупнейших частных компаний Казахстана.

Smart Field Airankol

На прошедшем в начале февраля 2023 Digital Forum Almaty Группа победила в номинации «Лучшее цифровое решение», Tech Garden Awards 2022 за разработку и внедрение комплексной информационной системы цифрового месторождения.

Разработка и внедрение проекта Smart Field Airankol заняло несколько лет и предполагало проведение работ по 100% автоматизации технологических процессов производственных объектов, а также 43 добывающих скважин, и осуществление интеграции всех систем в единую промышленную базу данных, которая предоставляет возможность удаленного мониторинга и управления всеми производственными объектами.

Внедрение Smart Field Airankol включало в себя 4 последовательных этапа:

- Автоматизация базовых технологических процессов для нефтедобычи;
- Телеметрия и телемеханизация для передачи промысловых данных и удаленного управления скважинами и производственными объектами;
- Цифровизация всех производственных данных, что дает возможность централизованно анализировать и моделировать процессы через информационно аналитический центр как на месторождении «Айранколь», так и в офисе в г. Атырау;
- Внедрение «Интеллектуального месторождения» - автоматический анализ большого объема данных, используя машинное обучение для оперативного принятия решений с целью эффективной разработки месторождения.

Концепция «Цифрового Месторождения» решает следующие задачи:

- Освобождение персонала от рутинных работ с промысловыми данными;
- Повышение доверия к достоверности собираемых данных;
- Снижение потерь при добыче нефти от внеплановых простоев;
- Повышение эффективности рабочего процесса по подбору технологического режима работы скважин;
- Стандартизация методологии по выбору скважин-кандидатов и вида геолого-технических мероприятий (ГТМ);



- Внедрение мобильных технологий для оперативного сбора промысловых данных;
- Повышение квалификации специалистов.

Результатами внедрения проекта «Smart Field Airankol» стало:

- Увеличение добычи нефти более чем на **10%** при продлении периода добычи на 6 лет;
- Возможность удерживать среднегодовую добычу в пределах не менее **500 тыс. тонн** в ближайшие годы;
- Увеличение ресурсной базы месторождения на **4 млн тонн** нефти (порядка **40%** от первоначальных извлекаемых запасов);
- Оптимизация затрат по добыче. Уровень лифтинг-затрат Группы на 1 баррель добытой нефти соизмерим с уровнем нефтедобывающих компаний Персидского залива.

В 2022–2023 Группа ведет работы по внедрению единой системы согласно Архитектуре RAMI 4.0, где операционная деятельность интегрируется в единую среду для эффективной работы и управления через внедрение таких модулей, как управление ремонтами, управление активами, управление закупочной деятельностью, управление поставками, финансы и бюджет. В общей сложности планируется внедрить до **18 модулей**.

Производство

В отчетном году было завершено бурение **15 эксплуатационных скважин**.

Уровень добычи нефти поддерживается на стабильно высоком уровне не менее **900 тыс. тонн** 3-й год подряд.

Завершение программы модернизации промышленных объектов позволили Группе увеличить общую пропускную способность до **3,800 тыс. куб. м** (до модернизации: 1,500 тыс. куб. м) в год.

Финансы

В 2022 **EBITDA** Группы составила **86 712 млн тг** (2021: 85 591 млн тг) на фоне роста мировых цен на энергоресурсы и с учетом мер по сдерживанию роста затрат.

Базовая прибыль на акцию в размере **490 тыс. тг** (2021: 496 тыс. тг) удерживается на максимальном значении за последние 6 лет.

Группа начислила и выплатила дивиденды в размере **142 110 млн тг** (2021: 950 млн тг).

В 2022 Группа заплатила **106 млрд тг** налоговых платежей (**54%** от выручки).



ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

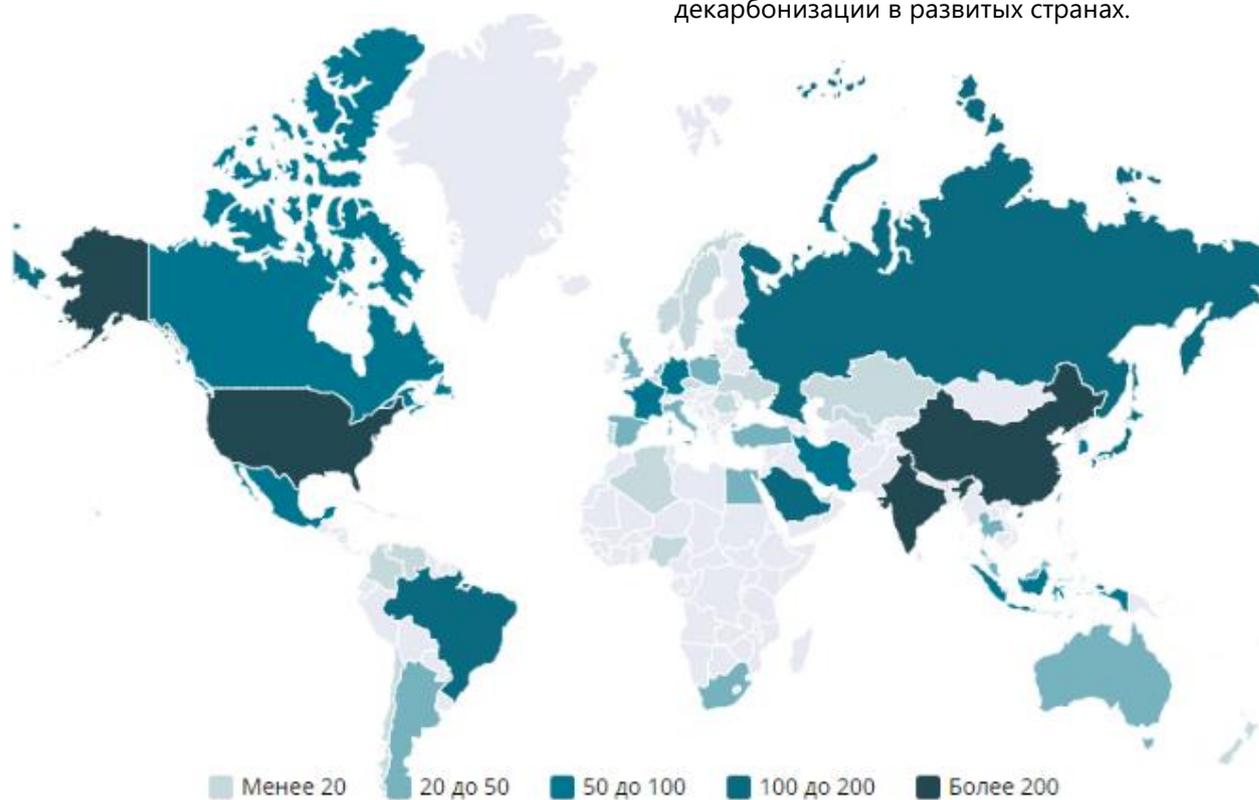
Анализ основных рынков

Макроэкономический анализ

В 2022 дестабилизация логистических цепочек в результате длительного военного конфликта на Украине и сопутствующие санкционные меры оказали наиболее существенное влияние на мировую экономику, приведя к «энергетическому голоду» в отдельных странах и увеличению цен на энергоносители.

В последние годы мировая политика в области энергетики и проводимые дебаты фокусируются на важности декарбонизации мировой энергетической системы. Желания стран по обеспечению собственной «энергетической безопасности» через снижение зависимости от импортируемых энергоисточников, в которых доминирующую позицию занимает углеводородное сырье, и продолжительный военный конфликт на Украине, также способствуют ускорению перехода на возобновляемые источники энергии.

Мировое потребление нефти, млн тн



При этом переход к миру с низким уровнем использования углеводородных энергоносителей требует разработки разнообразных альтернативных источников энергии и технологий, в том числе низкоуглеродный водород, энергия биомассы, технология улавливания углерода, методы накопления и хранения энергии.

Несмотря на прогнозируемое снижение мирового спроса на нефть, которому способствует электрификация автотранспорта, ожидается, что нефть продолжит занимать доминирующее положение в энергоресурсах в следующие 15-20 лет.¹

Прогнозируется, что мировое потребление нефти будет оставаться на относительно неизменном уровне следующие 10 лет с последующим снижением.

Перспективы перехода к использованию природного газа зависят от скорости перехода мировой экономики к альтернативным источникам энергии, в целом, при увеличивающемся спросе на энергоносители со стороны развивающихся стран против темпов декарбонизации в развитых странах.

¹ Источник: BP Energy Outlook 2023.

Среди альтернативных источников энергии доминирующую роль продолжает занимать солнечная и ветровая энергетика.

Увеличение мирового ВВП в 2022 было ниже среднего и составило 3,4% в результате резкого роста цен на энергоносители, ускорения инфляции, ужесточения денежно-кредитных условий, военного конфликта на Украине, а также последствий пандемии.

В 2022 мировая добыча нефти увеличилась на **4,9%** (на 4,7 млн бар/день) и составила **100,1 млн бар/д.** Несмотря на эффект санкций объем экспорта российской нефти сохранился на относительно неизменном уровне из-за переориентирования европейский поставок в Китай, Индию и Турцию.

Мировой спрос на нефть продолжил восстановление после пандемии COVID-19, увеличившись в 2022 на **2,2%**. При этом энергокризис в Европе, укрепление доллара США, продолжительный «локдаун» по COVID-19 в Китае оказали влияние на замедление темпов роста мирового энергопотребления.

Казахстан занимает **12 место в мире по запасам нефти (3.9 тыс. млн тонн, что составляет 1.6% мировых запасов нефти)** и **13 место по добыче нефти.**

Среди стран СНГ государство является одним из лидеров по запасам и производству нефти в регионе, уступая первое место лишь Российской Федерации. Около **70%** ресурсов сосредоточено в западных областях страны.

Объем добычи нефти в Казахстане в 2022 составил **84,2 млн тонн** против 85,7 млн тонн в 2021, снизившись на **1,8%**.

На снижение физических объемов добычи нефти в 2022 повлияли ремонтные работы на основных месторождениях и перебои в работе на основном экспортном канале - трубопроводной системе КТК. Поставки нефти по КТК сократились на 1 млн тонн и составили **52 млн тонн.** Объем добычи на Кашагане сократился на **20%** до **12,7 млн тонн.**

Казахстан планирует увеличить добычу нефти в 2023 до **90,5 млн тонн**, в основном за счет реализации проектов по расширению добычи на Тенгизском месторождении и восстановлении объемов производства существующих проектов.

Аналогично запланировано увеличение объема экспорта до **71 млн тонн.** В 2023 ожидается завершение проекта по увеличению пропускной мощности нефтепровода КТК с 53,7 до 72,5 млн тонн в год. Также глава Минэнерго сообщил о планах по отгрузке дополнительных 1,5 млн тонн нефти по маршруту Атырау-Самару для замещения санкционной российской нефти на НПЗ РСК в г. Шведт, Германия с возможностью увеличения до 6 млн тонн в год.

В 2022 Казахстан экспортировал **65,2 млн тонн** сырой нефти и нефтепродуктов, что на 0,7% меньше, чем в 2021 (65,7 млн тонн). Доля нефтяных отгрузок в 2022 составила 56% от общего объема экспорта страны.

Главным зарубежным потребителем казахстанской нефти является Италия – 18,2 млн тонн (2021: 17.9 млн тонн). Далее следуют Нидерланды, Франция, Китая, Турция, Испания, Южная Корея, Румыния, Индия и другие страны.

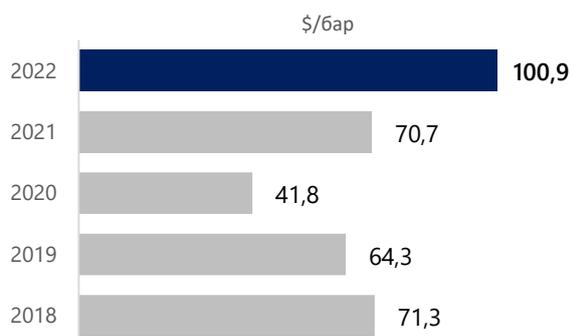
Цена на нефть

Несмотря на то, что к концу 2022 нефтяные котировки вернулись к значениям до начала военного конфликта, в течение года они пережили цикл высокой волатильности, по своему значению уступающий лишь уровню волатильности 2008 года.

В марте 2022 цена на нефть марки Brent превысила 130 долларов США за баррель, что является рекордным показателем вне года мирового финансового кризиса (максимальным значением 2008 года был 147 доллар США за баррель).

Таким образом в 2022 среднегодовая цена на нефть марки Brent выросла на 42% в сравнении с прошлым годом и составила **100,9 долларов США за баррель.**

Наименьшее значение цены на нефть марки Brent было отмечено в апреле 2020 (20 долларов США за баррель).



В 2023 цена на нефть марки Brent прогнозируется на уровне 80 долларов США за баррель.

Основные экономические показатели Казахстана

В 2022 экономика Казахстана испытывала на себе такие же сложности, как и мировая экономика в целом – рекордные темпы потребительской инфляции, быстрое и повсеместное ужесточение денежно-кредитных условий, сокращение потребления домохозяйств, ухудшение состояния рынка жилой недвижимости, а также негативные последствия военного конфликта на Украине.

В январе 2022 произошли крупнейшие протесты в истории независимого Казахстана, впоследствии известные как “Январские события”. Общая сумма ущерба* составила 125,3 млрд тенге (1% от ВВП страны), в том числе 95,3 млрд тенге - частному бизнесу, 30,0 млрд тенге - ущерб, причиненный государственным зданиям.

Осенью 2022 странами-участницами соглашения ОПЕК+ было принято решение об ограничении добычи нефти, которое затронуло и квоту Казахстана. На сокращении темпов экономического роста в 2022 также сказались последствия январских событий, которые негативно отразились на деловой активности и на внутреннем потреблении домохозяйств. Последовавший за этим конфликт на Украине затронул экономику основных торговых партнеров страны и спровоцировал сбои в налаженной логистике поставок между странами, что косвенно способствовало ускорению темпов потребительской инфляции в республике до рекордных значений с 1990-х.

Кроме того, из-за аварии на Кашагане добыча нефти на месторождении сократилась более чем на 10%, а общий объем добычи в республике снизился до минимального уровня с 2017 (**84,2 млн тонн**).

От еще большего замедления темпов роста в 2022 экономику республики сдерживали бюджетный импульс, внешний спрос и высокие цены на углеводороды, а также сбор рекордного урожая зерновых. Благодаря этому экономика в 2022 продемонстрировала рост на **3.2%** (2021: 4%).

На фоне высоких темпов инфляции в октябре (18,8%) и декабре (20,3%) 2022 Национальный Банк повысил базовую ставку сначала до 16.0%, а затем до 16,75%. С учетом сохранения про-инфляционных рисков Национальный Банк высказал необходимость поддержания базовой ставки на сложившемся уровне в течение продолжительного периода времени.

Рост ценовых котировок способствовал расширению объемов казахстанского экспорта на **41%**, импорт товаров увеличился на **19%**. На фоне внутренней социальной и внешней геополитической напряженности, а также рекордного роста потребительских цен заметно увеличилась государственная поддержка национальной экономики.

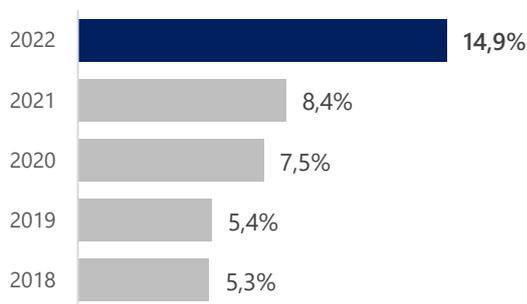


По оценке МВФ, рост мирового ВВП в 2022 замедлился до **3,4%** с **6,2%** в 2021. В 2023, по прогнозам Фонда, многие страны будут испытывать трудности в экономике, а темпы роста в мире замедлятся до **2,9%**. В то же время оценка роста экономики Китая в 2023 была повышена на 0,8 пп до 5,2%, что безусловно позитивно скажется и на экономике Казахстана, учитывая существенную долю казахстанского экспорта в КНР (16%).

Ключевыми отраслями экономики страны по-прежнему являются промышленность (27% от ВВП, из которых 12,5% приходится на горнодобывающую отрасль, главным образом представленную добычей сырой нефти и газа) и торговля (17% ВВП), которые совместно составляют порядка 44% в структуре ВВП.

В 2022 г. инвестиционная активность в экономике страны восстановилась до до-пандемийного уровня. Объем инвестиций составил 15,1 трлн тенге, увеличившись с 13,2 трлн тенге в 2021.

Инфляция



Согласно данным МВФ, уровень мировой инфляции в 2022 составил 8,8% (2021: 5,7%).

В 2022 среднегодовой показатель инфляции в Казахстане сложился на уровне 14,9% (2021: 8,0%).

Темп роста потребительской инфляции в годовом выражении ускорился до 20,3% к концу года. Рост потребительских цен в годовом выражении отмечался на протяжении всего года, при этом темпы инфляции ускорились до рекордных значений с 1996 г. (28,7%).

Последствия пандемии и государственные меры поддержки экономики, наряду с военным противостоянием на Украине спровоцировали существенный рост цен в 2022. Расходы государственного бюджета в 2022 увеличились на 20% и практически удвоились по сравнению с 2018.

Рост государственных расходов отразился на увеличении минимальной и средней заработной платы по республике, а также способствовал повышению инвестиций в жилищное строительство, расширение объемов которых сопровождалось ростом цен на жилье.

Совокупно с внебюджетными средствами, бюджетный импульс оказал значительное проинфляционное давление на экономику республики.

Обменный курс

Внешние негативные факторы в 2022 сказали влияние и на ослаблении национальной валюты, курс которой обесценился к доллару США на 8,1% до 460,5 тг/USD с 426 тг/USD в 2021 (среднегодовой курс).

По состоянию на конец 2022 курс тенге ослаб на 7,2% и составил 462,7 тг/USD.

Также наблюдалось ослабление курса национальной валюты и к российскому рублю на 20%, что с учетом преобладающего объема импорта из России дополнительно усилило инфляционное давление на экономику.

Рейтинги Республики Казахстан

По последним данным рейтинги Казахстана, присвоенные международными рейтинговыми агентствами, выглядят следующим образом:

- **Fitch Ratings:** долгосрочные рейтинги дефолта эмитента (РДЭ) в национальной и иностранной валютах - на уровне **BBB**, прогноз «Стабильный», краткосрочный РДЭ в иностранной и национальной валюте – на уровне «F2» (по состоянию на 07.12.2022);
- **S&P:** долгосрочные кредитные рейтинги в иностранной и национальной валютах "BBB-", прогноз «Стабильный», также краткосрочные кредитные рейтинги в иностранной и национальной валютах "A-3" (по состоянию на 04.03.2023);
- **Moody's:** Baa2, прогноз «Стабильный» (по состоянию на 21.12.2022).

Прогноз на 2023– Казахстан

По официальным прогнозам, объем добычи нефти в республике в 2023 составит порядка 90,5 млн тонн по сравнению с 84,1 млн тонн в 2022. Дополнительная нефть из проекта расширения Тенгиза будет оказывать значительную поддержку экономике страны.

Рост объемов добычи нефти и газового конденсата в стране компенсирует прогнозируемое снижение цен на нефть на глобальных рынках в 2023 до порядка 80 \$/баррель. При этом расширение бюджетных расходов продолжится и окажет поддержку экономике со стороны совокупного спроса.

Замедлению темпов инфляции будут способствовать относительно сдержанное увеличение уровня заработной платы, сокращение спроса на розничные кредиты и умеренный рост экономики республики. Кроме того, на темпах инфляции будет сказываться эффект высокой базы 2022.

На этом фоне дезинфляционные процессы будут носить более выраженный характер, в результате чего темпы потребительской инфляции к концу 2023 замедлятся до 11.5%.

Прогноз также обусловлен предположениями, что поставки сырой нефти по трубопроводу КТК не будут нарушены, потребительские расходы будут набирать обороты по мере снижения инфляции и экспорт останется сдержанным из-за ослабления спроса со стороны Китая и Еврзоны.

Реализация ожидаемых инфраструктурных проектов, таких как ЛРТ, Достык-Мойынты и др., а также завершение строительных работ по проекту завода ТШО будет способствовать поддержке экономического роста со стороны валового накопления.

Таким образом согласно консенсус-прогнозу международных финансовых организаций, рост экономики Казахстана в 2023 составит 3,8%².

² Источник: Институт экономических исследований РК.

Государственное регулирование отрасли

Правовые отношения по вопросам проведения разведки, добычи нефти, оценки недр регулируются на основе Кодекса РК «О недрах и недропользовании». Данный Кодекс регулирует отношения, возникающие при проведении нефтяных операций на территории, находящейся под юрисдикцией РК, в том числе на море и во внутренних водоемах.

Правообладателем нефти, находящейся в естественном залегании в недрах страны, является Республика Казахстан. Собственник нефти, поднятой на поверхность, определяется контрактом. Следует отметить, что запасы нефти на месторождениях и уровень извлечения нефти подлежат обязательной государственной экспертизе и утверждению Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых РК.

Нефтедобывающая деятельность регламентирована нормами законодательства РК, требованиями и правилами в отношении недропользования, а также международными конвенциями. Проводимые работы по геологическому и техническому исследованию недр, разведке и добыче нефти подлежат обязательному лицензированию и аккредитации уполномоченными государственными органами. Процедура передачи нефтяных месторождений иностранным инвесторам проходит под контролем государственных органов. Согласно требованиям Кодекса РК «О недрах и недропользовании», учитывается первостепенное право перехода отчуждаемых месторождений, находящихся на территории РК, в пользу государства. Передача прав на недропользование проводится под управлением Межведомственной комиссии.

Казахстанская практика налогообложения компаний нефтедобывающего сектора предусматривает следующие платежи недропользователей:

- подписной бонус;
- бонус коммерческого обнаружения;
- платеж по возмещению исторических трат;
- налог на добычу полезных ископаемых;
- налог на сверхприбыль.

Доходы недропользователей-нерезидентов, осуществляющих свою деятельность на территории Республики Казахстан, дополнительно облагаются налогами у источника выплаты в соответствии с Налоговым кодексом РК.

Если нефть реализуется на экспорт, компаниям-экспортерам необходимо оплатить таможенную пошлину на экспорт и рентный налог.

Конкурентная среда

В связи с тем, что нефть является одним из наиболее важных рыночных товаров, ценообразование на мировом рынке нефти отражает скорее тенденции во всей мировой экономике, а не формируется за счет конкуренции отдельных компаний. Значительное влияние на цены на нефть имеют также геополитические события.

Транспортировка сырой нефти Группы осуществляется по системе магистрального нефтепровода АО «КазТрансОйл». Все экспортные поставки осуществляются через российскую систему магистрального нефтепровода компании ПАО «Транснефть».

Согласно контракту на недропользование №1525 от 15 октября 2004 года, Компания обязуется поставлять не менее 20% нефти от добычи на внутренний рынок. С 2019 года распределение пропорции реализации между внутренним рынком и экспортом осуществляет Министерство энергетики РК в соответствии с дополнительным соглашением №7 к Контракту недропользования.

Экспортные поставки в отчетном году осуществлялись в направлении портов «Новороссийск», и «Усть-Луга» и составили **503 тыс. тонн** (2021: 594 тыс. тонн), снизившись на **18%**. Согласно графику, транспортировка нефти АО «Казтрансойл», утвержденного Министерством Энергетики РК, с января 2022 был увеличен объем поставок на внутренний рынок.

Также, часть объема декабрьской отгрузки 2022 в размере **20 тыс. тонн** перешла на январь 2023 ввиду неблагоприятных погодных условий в порту «Новороссийск».

В 2022 поставки на внутренний рынок составили 45% (2021: 35%) от общих реализованных объемов.

Направления отгрузок

тыс. тонн	2020	2021	2022
Порт Новороссийск	517	469	346
Порт Усть-Луга	129	125	157
Атырауский НПЗ	272	314	404
	917	908	907

Доля рынка, маркетинг и продажи

Рынки сбыта нефти и ценообразование

С 2021 Группа осуществляет экспортные продажи нефти через компанию Vitol Energy Trading S.A.

В июне 2019 года Компания создала 100% дочернее предприятие ТОО «Каспий нефть трейдинг», через которое с августа 2019 года Группа осуществляет поставку сырой нефти на АНПЗ с дальнейшей переработкой.

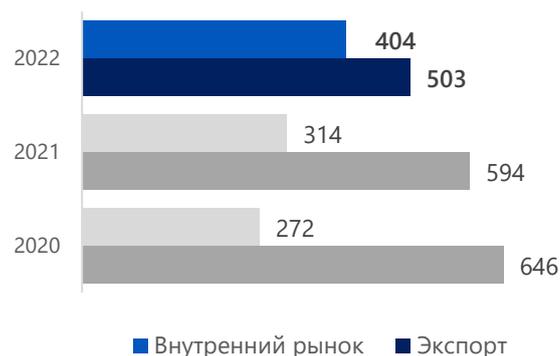
Экспортная цена реализации определяется на основании рыночной цены на нефть марки Brent, за минусом реализованного дисконта. Показатель нетбэк приведен в таблице ниже.

\$ США / баррель	2020	2021	2022
Мировая цена на Brent	41,8	70,7	100,9
Реализованный дисконт	(4,6)	(3,7)	(25,8)
Цена	37,2	67,0	75,1
Транспортные и маркетинговые расходы ³	(9,1)	(12,8)	(16,7)
Нетбэк – экспорт	28,1	54,2	58,5

\$ США / баррель	2020	2021	2022
Цена – Внутренний рынок	11,3	13,7	20,5
Транспортные и маркетинговые расходы	(0,2)	(0,2)	(0,2)
Нетбэк – внутренний рынок	10,7	13,5	20,3

³ включают в себя расходы Группы по транспортировке нефти и экспортной таможенной пошлине.

Реализация нефти (тыс. тонн)



Все продажи Группы основываются на рыночном принципе ценообразования. Так, цена на нефть по договору при поставке на условиях FOB – порты Черного или Балтийского морей определяется в долларах США за 1 баррель США, как средняя из средних котировок на нефть марки Brent (Dated) или Urals (RCMB), публикуемая в Platt's Crude Oil Marketwire под заголовками «Key benchmarks (\$/barrel)» и «Russian Urals/ESPO spot assessments (\$/barrel)», соответственно, за пять котировочных дней, непосредственно следующих за датой коносамента, минус дифференциал, размер которого согласовывается обеими сторонами для каждой поставляемой партии. Предложенная покупателем цена нефти на внутреннем рынке предварительно сравнивается с ценами информационного агентства «Argus Media» в издании «Argus Caspian Market».

Информация о продукции, сбытовая и ценовая политика

На месторождении «Айранколь» добыча нефти проводится с меловых и юрских горизонтов Западного и Восточного сводов.

Пластовая нефть нижнемеловых продуктивных коллекторов месторождения Айранколь тяжелая, высокосмолистая, низкосернистая, высоковязкая. Юрские нефти легкие, маловязкие с умеренными значениями газосодержания пластовой нефти. Результаты анализа нефти из юрского коллектора показывают, что плотность нефти по шкале API лежит в интервале от 33° до 49°, а газонефтяной фактор – от 57 до 296 ст. куб. футов/баррель товарной нефти.

В разрезе месторождения выявлены только нефтяные горизонты, не содержащие газовых шапок. Изучены состав и свойства газа, выделившегося из нефти при однократном разгазировании и отобранного на устье скважин только в юрских горизонтах, т. к. в меловых горизонтах газосодержание отсутствует.

По компонентному составу газ всех горизонтов относится к метановым, горючим. В пределах восточного свода с глубиной содержание метана уменьшается и возрастает доля этана и пропана. Сероводород отсутствует.

Отгрузка нефти на экспорт производится на условиях FOB Новороссийск, FOB Усть-Луга.

Стратегия деловой активности⁴

Внутренние факторы	
Сильные стороны (+)	Слабые стороны (-)
<ul style="list-style-type: none"> Автоматизация и цифровизация производственных процессов (интеллектуальная система Smart Field); Низкий уровень истощаемости месторождения; Сильная материально-техническая база; Квалифицированный управленческий персонал; Низкая точка безубыточности; Низкий уровень технологических потерь и потерь при транспортировке. 	<ul style="list-style-type: none"> Отдаленные рынки сбыта и, как результат, высокие расходы, связанные с транспортировкой.
Внешние факторы	
Возможности (+)	Угрозы (-)
<ul style="list-style-type: none"> Существенные запасы нефти на месторождении с потенциалом для дальнейшего расширения за счет геолого-технических мероприятий и новых технологий; Проведение дополнительных разведочных работ; Рост объемов добычи путем эффективного финансирования капитальных вложений. 	<ul style="list-style-type: none"> Снижение мировых цен на нефть; Неблагоприятные изменения в законодательстве; Природные катаклизмы, способные повлечь остановку производства, а также финансовые и репутационные потери; Возрастающая конкуренция внутри республики с иностранными компаниями за доступ к активам и ресурсам; Усиливающиеся мировые тенденции по поиску альтернативных источников энергии («зеленая энергетика»); Геополитика и усиление санкционного давления.

⁴ Заявления в данном разделе могут носить прогнозный характер. В силу своей специфики прогнозные заявления связаны с риском и неопределенностью как общего, так и частного характера. При этом всегда существует риск того, что предварительные оценки, прогнозы, планы и другие прогнозные заявления в реальности не осуществляются. Необходимо иметь в виду, что под влиянием целого ряда существенных обстоятельств фактические результаты могут значительно отличаться от плановых и целевых показателей, ожидаемых результатов, оценок и намерений, содержащихся в прогнозных заявлениях.

Операционная стратегия

В рамках обеспечения максимальной эффективности операционной деятельности, ориентированной на конкретные результаты с прогнозируемыми значениями, Группа руководствуется сценарием операционного развития с учетом имеющихся преимуществ для их максимально эффективной реализации, а также препятствующих зон (с разработкой инструментов/мер по минимизации слабых сторон и угроз при реализации операционных приоритетов Группы).

В соответствии с этим Группа определила следующие приоритетные операционные цели:

Максимизация доходности

Максимизация доходности является основной операционной целью деятельности Группы, достижение которой планируется обеспечить путем синергии трех основных составляющих. В соответствии с этим Группа определила следующие приоритетные операционные цели:

- поддержание добычи нефти,
- оптимизация затрат, и
- эффективная инвестиционная деятельность.

Поддержание уровня добычи нефти

Обеспечение устойчивого уровня объемов добычи нефти является одной из основных целей операционной стратегии в рамках обеспечения синергии, направленной на максимизацию прибыли Группы. Группа намерена поддерживать стабильный объем добычи за счет низкой истощенности месторождения и оптимальной материально-технической базы.

Прогноз объема добычи нефти, тыс. тн



В соответствии с прогнозами ожидается, что в последующие 3 года уровень добычи составит порядка **700–900 тыс. тонн нефти** в год при снижении к 2025 в связи с нормальными процессами постепенного истощения запасов в рамках работ по разработке и добыче на месторождении Айранколь.

Оптимизация затрат

Учитывая то, что основным приоритетом Группы является увеличение прибыли, в котором немаловажную роль играет эффективность контроля над затратами, Группа рассматривает различные сценарии оптимизации затрат. Таким образом, на этапах разработки рабочей программы и бюджета, особое внимание уделяется рентабельности добычи при соответствующем эквивалентном уровне затрат. В соответствии с анализом вышеуказанных сценариев был разработан оптимальный сценарий, позволяющий оптимизировать ожидаемую рентабельность.

Группа обновила 5-ти летний план с учетом изменения рыночных условий по годам, в том числе цен на нефть (**69-96 долларов США за баррель** в перспективе трех ближайших лет и **78-96 долларов США за баррель** в последующие периоды), возможных колебаний обменного курса тенге к доллару США (от **502 до 554 тенге за доллар США**), и обновления планируемого объема добычи и реализации нефти.

Прогнозные ежегодные денежные затраты на добычу и прочие производственные расходы ожидаются в диапазоне 19–20 млрд тенге в 2023 и 16-17 млрд тенге ежегодно с 2024-2027 гг. с учетом снижения в объеме добычи нефти, а также благодаря экономии затрат (в том числе по ремонтам) по результатам реализации проекта модернизации месторождения.

Группа планирует удерживать **EBITDA маржу** в диапазоне **53%–63%** ежегодно. Данный уровень EBITDA в течение 2023-2025 гг. планируется достичь за счет обеспечения стабильно высоких объемов добычи нефти, ожидаемой экономии от объема (за счет ввода в эксплуатацию новых эксплуатационных скважин) и оптимизации затрат через повышение эффективности, улучшение мониторинга и автоматизации процессов в результате модернизации производственных объектов, проведенной в 2019 и 2020 годах, и завершения проекта интеллектуального месторождения «Smart Field».

При этом существенное влияние на планы Группы могут оказать темпы восстановления как мировой экономики, так и экономики Казахстана, и, как следствие, колебания цены на нефть, а также возможные будущие обязательства Казахстана по сокращению добычи нефти в рамках соглашений ОПЕК+.

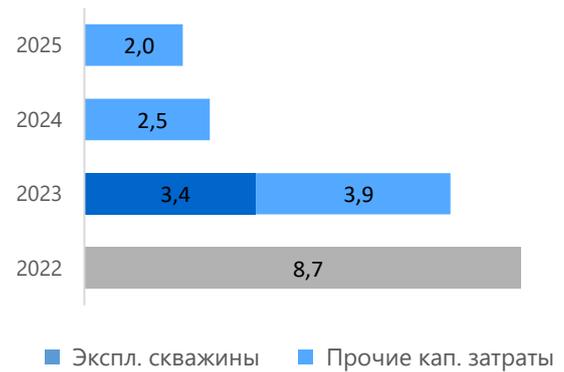
Инвестиционная деятельность

Реализация инвестиционной программы (в частности, капитальных вложений) обеспечивает развитие технологического уровня производства, способствующего достижению ключевых приоритетов Группы и оптимизации затрат.

Группа ожидает уменьшения капитальных затрат в последующие 3 года с учетом завершения масштабной программы модернизации производственных объектов месторождения «Айранколь» и завершения проекта автоматизации производственных процессов «Smart Field».

Прогноз предполагает снижение капитальных расходов Группы в течение последующих 3-х лет в ответ на снижение в бурении эксплуатационных скважин в рамках нормальной жизнедеятельности месторождения.

Прогноз капитальных затрат, млрд тг



Производственные показатели

тыс. тн	2020	2021	2022
<i>Добыча нефти</i>	918	927	917
<i>Переработка</i>	272	314	404
<i>Отгрузка</i>	917	908	907
<i>Экспорт</i>	646	594	503
<i>Казахстан</i>	272	314	404

На протяжении последних трех лет Группа продолжает поддерживать стабильно высокий уровень добычи нефти не ниже **900 тыс тн в год**. В 2022 это было достигнуто, в том числе, благодаря вводу в действие **15 эксплуатационных скважин** (2021: 19 скважин) и положительных эффектов от модернизации производственных объектов, завершившейся в начале 2021.

В 2022 объем отгрузки ниже объема добычи на **1%** в результате перехода части объема реализации на начало 2023 из-за неблагоприятных погодных условий в порту Новороссийска.

С июля 2019 г. Группа осуществляет переработку части собственной нефти на АНПЗ для дальнейшей продажи нефтепродуктов.

Согласно графику транспортировки нефти, утвержденному Министерством энергетики РК, с января 2022 был увеличен объем поставок нефти на внутренний рынок.

В результате объем поставки нефти в АНПЗ увеличился на **29%** и составил 404 тыс тн – наибольший показатель с начала деятельности.

Финансовая деятельность⁵

Внешними факторами, оказавшими наибольшее влияние на финансовый результат в 2022, стали следующие:

- дестабилизация логистических цепочек в результате длительного военного конфликта на Украине и сопутствующие санкционные меры;
- увеличение средней рыночной цены на нефть марки Brent на **43%** до **100,9 \$/бар.**;
- усиление инфляционного давления. По итогам 2022 уровень инфляции в Казахстане увеличился и составил **14,9%** (2021: 8,4%).

В 2022 году **валовая прибыль** Группы увеличилась на **15%**.

Увеличение **выручки** на **64%** в результате роста экспортной цены реализации на 8% (нетбэк **58,5 \$/бар**) и цены реализации в АНПЗ на 50% (нетбэк **20,3 \$/бар**) при увеличении доли реализации на внутреннем рынке до **45%** (2021: 35%). Объем общей отгрузки (**907 тыс тн**) оставался относительно неизменным в сравнении с 2021.

В 2022 **себестоимость** реализованной продукции увеличилась на **44%**, в основном, в результате индексации уровня заработной платы производственного персонала, увеличения расходов по НДС и стоимости услуг переработки нефти за счет увеличения объема переработки и тарифа.

Результатом мероприятий Группы по повышению эффективности добычи, проводимыми на постоянной основе, является в том числе удержание лифтинг затрат на эффективно низком уровне. В 2022 **лифтинг затраты** составили **4 546 млн тг** (2021: 3 652 млн тг), увеличившись на 24%. Удельные лифтинг затраты в 2022 составили **1,5 \$/бар** (2021: 1,3 \$/бар), увеличившись на 15%.

Расходы по реализации в размере **66 873 млн тг**, (2021: 46 466 млн тг) в основном, включают в себя расходы по экспортной таможенной пошлине, таможенные сборы и рентный налог. Увеличение произошло в ответ на рост средней цены реализации нефти, которая является составляющей в расчете данных налогов.

Увеличение в административных расходах составило **56%** до 3 590 млн тг в связи с увеличением затрат по благотворительной помощи (1 180 млн тг). В составе административных затрат основная доля приходится на заработную плату и соответствующие налоги (**45%**).

В 2022 **ЕБИТДА** составила **86 713 млн тг**, сохранившись на рекордных значениях за последние 10 лет. **ЕБИТДА маржа** на уровне планового диапазона **50%-55%**.

млн тг	2020	2021	2022
Валовая прибыль	69 221	127 925	146 279
ЕБИТДА	48 443	85 591	86 713
Прибыль до налогообложения	42 429	82 568	79 360
Чистая прибыль	28 560	49 554	49 048
Маржа валовой прибыли	69%	78%	74%
ЕБИТДА маржа	49%	52%	44%
Маржа чистой прибыли	29%	30%	25%

⁵ на основании аудированной консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО.

Налогообложение

Группа входит в **50** крупнейших налогоплательщиков Казахстана.

Коэффициент налоговой нагрузки Группы в 2022 составил **58%** (2021: 55%).

В 2022 увеличение в начисленных налогах составило **25%**, в основном, в ответ на рост цены реализации нефти.

Объем добычи нефти оставался относительно неизменным в сравнении с 2021.

Увеличение в расходах по **рентному налогу** было частично сдержано снижением объема экспорта на **7%** как следствие перенаправления части объема нефти на АНПЗ.

Эффективная ставка налога на прибыль составила **38%** (2021: 40%). Снижение на 2% от уровня 2021 произошло, в основном, в результате снижения налога на сверхприбыль.

В 2022 Группа уплатила в бюджет **105 834 млн тг** (2021: 66 117 млн тг) налоговых платежей, включая налоги с прибыли, НДС, налоги с заработной платы, рентный налог, экспортные таможенные пошлины и сборы, налоги на имущество, земельный налог, налог на транспорт и прочие налоги, платы и платежи.

Группа произвела начисление следующих основных налогов:

млн тг	2020	2021	2022
Рентный налог	5 682	20 974	35 866
Таможенные процедуры	9 192	16 389	21 021
Корпоративный подоходный налог	8 763	17 803	19 540
НДПИ	7 033	11 427	14 853
Налог на сверхприбыль	3 676	17 571	5 550
Расходы (Экономия) по отложенному налогу	1 430	(2 360)	5 222
	35 776	63 190	102 052





УПРАВЛЕНИЕ



Управление рисками

В Группе выстроена система управления рисками и внутреннего контроля, направленная на анализ различных сценариев внешних условий, выявление и оценку негативных факторов для дальнейшего принятия оперативных управленческих решений.

Система разработана с целью управления рисками, а не с целью полного их устранения, а также для обеспечения достаточной, но не абсолютной степени уверенности в достижении поставленных целей. Группа непрерывно продолжает совершенствовать эту систему.

В течение 2022 были разработаны следующие нормативы по управлению рисками, которые после предусмотренных согласований и утверждений планируется внедрить в первом полугодии 2023 года:

- Политика по корпоративной системе управления рисками АО «Каспий нефть»;
- Правила организации процесса управления производственными и непроизводственными рисками в АО «Каспий нефть»;
- Методика идентификации и оценки рисков, выбора методов управления рисками АО «Каспий нефть».

Ключевые участники управления рисками

Совет Директоров является ответственным за управление рисками и определяет стратегию Группы, проводит оценку рисков, определяет приемлемый уровень риска («риск-аппетит»), а также осуществляет их мониторинг. Соответственно, Совет Директоров является ответственным за установление и поддержание эффективной системы внутреннего контроля.

Генеральный директор, а также ключевые сотрудники, подчиненные Генеральному директору, являются ответственными за определение рисков и их управление в рамках своей компетенции. Существующая в Группе Служба внутреннего аудита оказывает содействие руководству Группы посредством регулярного контроля наличия и тестирования операционной эффективности контролей, установленных в Группе.



Ключевые риски

Риск производственного травматизма

Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Нефтедобыча является отраслью, сопряженной с рисками в сфере охраны труда.</p> <p>Нарушение правил охраны труда и безопасности может привести к причинению вреда здоровью, а также к срывам производства, финансовым убыткам и нанесению вреда деловой репутации Группы.</p>	<p>Политикой и системой управления рисками Группы предусмотрено применение методов идентификации, мониторинга, контроля и управления рисками в целях обеспечения безопасных условий труда и создания благоприятных условий ведения бизнеса. Для этого:</p> <ul style="list-style-type: none"> • регулярно проводятся обучающие и разъяснительные мероприятия среди работников и подрядчиков; • реализуются программы модернизации устаревшего оборудования; • значительные средства инвестируются в разработку и создание необходимых условий, способствующих усилению охраны труда и техники безопасности; • внедряются новые технологии и средства механизации труда, проводятся мероприятия по повышению промышленной безопасности производственных объектов.

Кадровые риски

Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Успех Группы зависит от умения привлекать и удерживать высококвалифицированных специалистов. Невыполнение этого условия может отрицательно повлиять на производственную деятельность Группы, а также привести к повышению операционных расходов на привлечение необходимого персонала. Отдаленное расположение производственных площадок Группы также усложняет эту задачу.</p>	<p>Группа постоянно следит за рынком труда для поддержания своей конкурентоспособности в вопросе привлечения персонала, и предоставляет соответствующие условия проживания вахтового персонала, оплаты труда и возможности для развития, способствуя тем самым привлечению и удержанию ключевых специалистов.</p>

Риск неблагоприятного колебания цен на нефть

Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Группа подвержена риску волатильности рыночной цены на нефть, что может отрицательно повлиять на текущие или будущие доходы Группы. Группа не использует хеджирование готовой продукции с целью ограничения влияния колебаний цен на нефть.</p>	<p>Группа управляет товарно-ценовым риском путем проведения периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть из-за негативных изменений рыночной конъюнктуры. Группа использует осмотрительный подход к финансовому планированию и оценке инвестиций, учитывающий волатильность цен на нефть. На постоянной основе проводится мониторинг и анализ динамики цен и спроса на нефть и нефтепродукты.</p>

Запасы нефти

Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Запасы нефти месторождения, которым владеет Группа, оцениваются, главным образом, при помощи метода оценки запасов, сформированного еще во времена бывшего Советского Союза. При оценке запасов полезных ископаемых определенные погрешности, которые могут привести к существенным искажениям ресурсной базы.</p>	<p>Группа на ежегодной основе привлекает независимых технических консультантов для подготовки отчета, по уточненной оценке, запасов, а также с целью выявления возможных ошибок в оценке запасов и используемых технологиях.</p>

Риск негативного воздействия на экологию

Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Деятельность Группы связана с использованием токсичных веществ, а добываемые нефть и газ, сами по себе, могут нанести существенный урон окружающей среде и здоровью. Группа руководствуется законодательством и нормативами по охране окружающей среды, которые постоянно обновляются, включая законодательство о решении проблем изменения климата. Неисполнение действующего законодательства может привести к приостановке действия лицензий на ведение деятельности, наложению штрафных санкций или значительных затрат на соблюдение требованиям закона, и отразиться на репутации компании.</p>	<p>Группа соблюдает все существующие законы и нормативные акты по охране окружающей среды, здоровья и безопасности труда, осуществляет мониторинг изменений законодательства в сфере экологии и принимает участие в разработке нового экологического законодательства. В соответствии с требованиями законодательства, Группой разработаны Программа управления отходами, Программа нормативов размещения отходов, Программа производственного экологического контроля окружающей среды, а также План мероприятий по охране окружающей среды.</p>

Операционный риск**Возможные последствия**

Операционный риск – это риск того, что Группа понесет финансовые убытки в результате прерывания деятельности, а также возможного ущерба для имущества Компании в результате природных бедствий и технологических аварий.

Принимаемые меры

Группа обеспечивает достаточное страховое покрытие для покрытия возможных операционных рисков.

Группа также следит за своевременностью проведения технического обслуживания и ремонтов оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов, а также проводит реконструкции и модернизации производственного оборудования для минимизации производственных рисков.

Риск изменения законодательства и условий ведения бизнеса в РК**Возможные последствия**

Рынки развивающихся стран, включая Казахстан, подвержены экономическим, политическим, социальным, судебным и законодательным рискам, отличным от рисков более развитых рынков. Законы и нормативные акты, регулирующие ведение бизнеса в Казахстане, могут быстро изменяться, существует возможность их произвольной интерпретации. Будущее направление развития Казахстана в большой степени зависит от налоговой и кредитно-денежной политики государства, принимаемых законов и нормативных актов, а также изменений политической ситуации в стране.

Принимаемые меры

Группа полностью соблюдает текущие законы и нормативные акты.

Группа соблюдает обязательства, указанные в Контракте на недропользование, включая обязательства, указанные в Рабочей программе к Контракту на недропользование. Руководство поддерживает контакты с соответствующими уполномоченными органами, а также обращается за консультациями, чтобы обеспечить исполнение всех требований законодательства и положений контракта на недропользование. Руководство тесно сотрудничает с налоговыми органами, участвуя в рассмотрении предлагаемых поправок в налоговое законодательство.

Риск ухудшения геополитической обстановки и санкционные риски

Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Конфликт между Россией и Украиной влечет за собой большое количество неопределенностей, которые влияют на нефтегазовую отрасль. Введение беспрецедентных санкций в отношении ближайшего соседа Казахстана - России со стороны США, ЕС и других стран могут привести к проблемам с транспортировкой и реализацией нефти через порты РФ.</p>	<p>Ведется постоянный мониторинг и анализ внешних факторов на предмет выявления новых угроз от введения ограничительных мер в отношении России со стороны Запада.</p> <p>Разработана 10-летняя Стратегия, в рамках которой определены основные вызовы и риски для нефтегазовой отрасли, а также рассмотрено развитие новых направлений бизнеса.</p>

Риск пандемии

Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>На сегодняшний день во всем мире и, в частности, в Республике Казахстан, отмечается снижение заболеваемости коронавирусной инфекцией COVID-19. Эксперты отмечают, что сейчас COVID-19 не представляет собой чрезвычайную ситуацию международного значения, однако существует риск ухудшения эпидемиологической ситуации в результате потенциальной эволюции вируса. Появление нового опасного штамма может привести к возобновлению карантинных мер и, как следствие, снижению мирового спроса и цен на нефть, а также росту затрат из-за простоя скважин.</p>	<p>Группа продолжает постоянный мониторинг эпидемиологической ситуации.</p> <p>Разработан план мероприятий по недопущению распространения и выявлению коронавирусной инфекции, а также полностью соблюдаются санитарные меры и правила гигиены на рабочих местах.</p>



Социальная ответственность и защита окружающей среды

Система организации труда работников Группы

Руководствуясь действующим законодательством Республики Казахстан, а также внутренними нормативными актами, Группа соблюдает все стандарты по вопросам заработной платы, продолжительности рабочего дня и условий труда, требований оплаты труда, социального страхования, предоставления оплачиваемого отпуска, охраны труда и др.

Кадровая политики Группы предусматривает:

- Выявление потребностей в специалистах с учетом стратегических целей и задач Группы с целью оптимального распределения человеческих ресурсов
- Разработку оптимальных схем стимулирования труда, увязанных с получением прибыли организацией, и обеспечения здорового микроклимата климата, основанного на уважении к людям;
- Поддержание текучести кадров на уровне не более 6-8% в год.

В отчетном году Советом Директоров была утверждена 10-летняя Стратегия развития Группы на 2023-2032 годы, согласно которой Группа рассматривает развитие кадрового потенциала в качестве основного фактора обеспечения своего долгосрочного развития.

Базой развития кадрового потенциала Группы будет являться реализация портфеля программ **Caspi Neft Bilim** с целью повышения производственной и экономической эффективности, кадрового обеспечения растущих потребностей бизнеса, и формирования единой корпоративной культуры.

В рамках Стратегии Группа определила оптимальные HR процессы:

- Кадровое администрирование
- Планирование персонала;
- Наем и адаптация;
- Обучение и развитие персонала;
- Оценка эффективности и системы мотивации.

Привлекая на работу новых сотрудников, Группа стремится обеспечить прозрачность критериев отбора кандидатов. Альтернативная (конкурсная) система отбора построена на единых принципах оценки кандидатов по профессиональным и управленческим навыкам, общему потенциалу развития. При этом решения о приеме на работу принимаются независимо от национальности, вероисповедания, пола и возраста кандидата.

Занятость

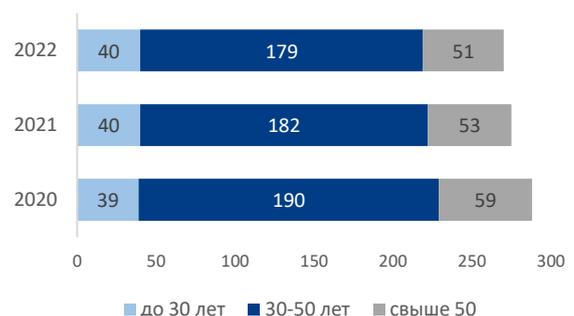
На протяжении последних трех лет Группа обеспечивает рабочими местами около **270 сотрудников**.

чел.	2020	2021	2022
Администрация	55	47	47
Представительство	2	1	1
Производство	231	227	222
Итого	288	275	270

Группа уделяет особое внимание созданию рабочего места, свободного от дискриминации. Дискриминация в любых своих проявлениях лишает сотрудников возможности свободно выражать своё мнение и снижает их творческий потенциал, что в свою очередь тормозит экономический прогресс. Соблюдая принцип равенства, Группа получает доступ к более значительным и разнообразным людским ресурсам.

По итогам 2022 коэффициент текучести достиг **минимальной отметки** за последние три года и составил **2.96%** (2021: 4.36%).

Количество сотрудников по возрастным группам, чел

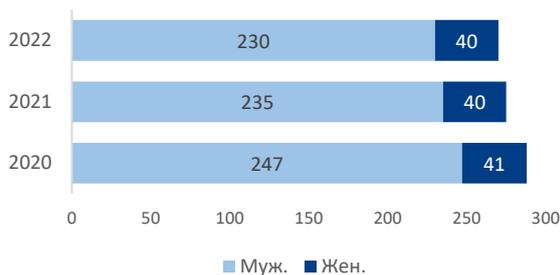


Процентное соотношение сотрудников, принятых на работу в 2022, составило 2,6%, в основном, в категории 30–50 лет.

Количество женщин в общей численности персонала составляет порядка 15%.

Количество женщин в составе Совета Директоров составляет 33% (2021: 33%).

Гендерный состав, чел



Обучение и развитие персонала

В Группе реализуется «Положение о порядке прохождения и оплаты обучения и повышения квалификации работников», согласно которому осуществляется развитие кадрового резерва, растет количество работников, проходящих дополнительное обучение.

Обучение и повышение квалификации сотрудников ведутся в следующих формах:

- **краткосрочное обучение:** тренинги, курсы, семинары, программы повышения квалификации;
- **долгосрочное обучение:** обучение в ВУЗах, ПТУЗах, магистерская программа;
- **дистанционное онлайн обучение.**

Согласно «Контракту на проведение добычи углеводородного сырья» ежегодно в период добычи не менее 1% от общего объема затрат на добычу Группа обязана направлять на обучение, повышение квалификации и переподготовку кадров, являющихся гражданами РК.

В течение 2022 Группа продолжила обучение сотрудников, в том числе в рамках проекта «Smart Field». Обучение прошли 269 сотрудников (2021: 274 чел.).

Оценка персонала

Группа применяет процедуру ежемесячной, ежеквартальной, ежегодной комплексной оценки персонала, включающую, в частности, анализ выполнения ключевых показателей эффективности, уровень профессиональных знаний и уровень развития компетенций.

Система КПЭ фиксирует бюджетные и функциональные качественные цели деятельности и позволяет объективно оценить достигнутые результаты.

Результаты оценки принимаются во внимание, как в целях материального поощрения, так и для планирования последующего обучения и формирования кадровой расстановки.

Группа проводит обучение и проверку знаний работников по рабочим специальностям, в том числе по вопросам охраны и безопасности труда путем создания аттестационной комиссии с привлечением организаций, оказывающих образовательные услуги, в том числе услуги по проверке знаний.

Положение «О премировании по итогам индивидуальной деятельности работников Компании» направлено на повышение результативности труда работников посредством оценки их конкретного вклада в выполнение поставленных задач для достижения стратегических, финансовых и операционных целей деятельности Группы.

Премиальные суммы, выделяемые на поощрение по итогам индивидуальной деятельности работников, включаются в бюджет Группы и подлежат утверждению Советом директоров.

Социальная политика

Социальная политика является неотъемлемой частью политики управления человеческими ресурсами и направлена на обеспечение Группой конкурентных преимуществ на рынке труда, создание эффективной системы социальной защиты работников. Основные направления и принципы социальной политики

закреплены в основном социальном документе – Коллективном договоре, заключенным между АО «Каспий нефть» и профсоюзным комитетом АО «Каспий нефть» в лице работников. Предметом Коллективного договора являются преимущественно дополнительные по сравнению с законодательством положения об условиях труда и его оплате, социальные и жилищно-бытовые условия работников, гарантии и льготы, предоставляемые Работодателем.

В социальный пакет входят следующие гарантии, компенсации и льготы, не предусмотренные законодательством РК:

- отдых детей и материальная помощь на оздоровление работников,
- предоставление медицинских услуг,
- проведение культурно-массовых мероприятий,
- приобретение детских новогодних подарков, организация мероприятий к праздникам,
- поощрение работников на государственные и профессиональные праздники,
- поощрение работников в связи с юбилеями, выходом на пенсию,
- материальная помощь в связи с рождением ребенка, со смертью близких родственников, с тяжелым заболеванием, непредвиденными обстоятельствами.

Поддержание здорового образа жизни работников является важным направлением социальной политики Группы. В течение 2022 года Группа направила 11 млн тг на медицинское страхование и обследование сотрудников.

Эпидемиологическая ситуация в Республике Казахстан по заболеваемости коронавирусной инфекцией COVID-19 относительно благополучна. Однако в целях недопущения повторного распространения коронавирусной инфекции Группа продолжает контроль над соблюдением санитарных мер и правил гигиены.

В рамках обеспечения техники безопасности и охраны труда в Группе разработаны и внедрены следующие мероприятия, мониторинг которых осуществляется на постоянной основе:

- «Мероприятия по предупреждению аварий, несчастных случаев и улучшению охраны труда» предусматривают мероприятия в области организации и охраны труда, обучения и инструктажа работников безопасным методам работ, контроля ведения работ, обеспечения безопасности дорожного движения и эксплуатации грузоподъемных механизмов и прочее;
- «План проведения учебных тревог и противоаварийных тренировок на месторождении «Айранколь» предусматривает пошаговый план действий в случае возникновения аварийных и внештатных ситуаций на производственных объектах.

Группа предпринимает все действия для минимизации несчастных случаев на производстве. Несчастные случаи со смертельным исходом за последние три года в Группе отсутствовали.

Мотивация сотрудников

Система мотивации работников, сочетающая в себе материальное и нематериальное стимулирование, направлена на привлечение и удержание квалифицированного персонала, повышение заинтересованности работников в результатах труда.

Система оплаты труда, действующая в Группе, предусматривает установление должностных окладов трудовым договором с учетом квалификации и деловых качеств на основании штатного расписания, текущее премирование по результатам производственной деятельности работников, доплаты и надбавки в зависимости от условий труда и объема выполняемых работ, премирование на праздники, а также выплату вознаграждения по итогам работы.

В соответствии с «Коллективным договором» при достижении работником пенсионного возраста и прекращении с ним по этому основанию трудовых отношений, в течение одного месяца со дня наступления пенсионного возраста Группа осуществляет единовременную выплату в размере пяти среднемесячных заработных плат – работникам АУП и в размере десяти среднемесячных заработных плат – работникам, занятым на производстве.

Экология и природоохранная политика

Группа уделяет большое внимание сохранению окружающей среды и осуществляет природоохранную деятельность в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан.

Основным нормативным актом, регулирующим отношения в области окружающей среды, является Экологический Кодекс РК, утвержденный Министерством охраны окружающей среды.

Согласно требованиям Экологического Кодекса РК в Компании разработаны:

- Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ от источников загрязнения месторождения «Айранколь»;
- Программа управления отходами;
- Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны;
- Программа производственного экологического контроля окружающей среды;
- План мероприятий по охране окружающей среды.

Группа осуществляет свою деятельность, в области охраны окружающей среды руководствуясь вышеперечисленными документами.

Также Группа разработала и внедрила программу экологического мониторинга окружающей среды для организации и отслеживания своей природоохранной деятельности, выявления любого потенциально вредного экологического воздействия, для проведения дополнительных мероприятий в случае нарушения нормы природоохранного законодательства.

Программа производственного экологического мониторинга, разработанная Группой с учетом оценки воздействия намечаемых работ на окружающую среду, включает в себя:

- Получение актуальной информации, необходимой для принятия решений, в том числе контрольные показатели качества окружающей среды и сбор информации о нормативно-правовых актах, применяемых к процессам добычи углеводородов, которые потенциально могут оказать негативное воздействие на окружающую среду;
- Снижение негативного влияния процессов добычи углеводородов на окружающую среду и здоровья людей;
- Повышение эффективности использования природных энергетических ресурсов;
- Разработка превентивных оперативных мер аварийного реагирования;
- Повышение уровня экологических знаний и ответственности среди сотрудников и руководителей;
- Подготовку докладов о природоохранной деятельности и рисках для здоровья местного населения;
- Обеспечение более тщательного соблюдения природоохранных требований;
- Учет экологических рисков при принятии финансовых и инвестиционных решений.

Действия Группы, в основном, сконцентрированы на недопущении и (или) снижении риска возникновения аварийной ситуации на месторождении.

	Ед. изм.	2020	2021	2022
Объем вредных выбросов в атмосферу	тн	1 029	1 175	1 143
Объем вредных выбросов в атмосферу – установленный лимит	тн	1 062	1 264	1 264
Вывоз и утилизация нефтяного шлама	тн	750	525	682
Расход пресной воды для подготовки нефти	тыс. м ³	20	18	19
Энергопотребление	тыс. кВт	28 767	30 260	32 442
Расходы по утилизации отходов	тыс. тг	23 176	15 578	21 164

В дополнение Группа разработала и внедрила «Мероприятия по предупреждению и ликвидации аварийных разливов при добыче нефти и газа на месторождении «Айранколь», которые в том числе включают в себя детальный пошаговый план действий в случае возникновения аварийных ситуаций, таких как порыв выкидной или нагнетательной линии на скважине, порыв газопроводной линии, авария на НГС, утечка жидкости с резервуара, открытое фонтанирование на устье скважины, пожар и прочие.

На мировой арене становится актуальным переход на чистые источники энергии. Растут инвестиции в развитие водородных технологий, все популярнее становится электротранспорт, большинство стран стремится к сокращению вредных выбросов в атмосферу. Рост внимания к «зеленой повестке» не обошел и руководство Группы, в связи с чем было определено несколько основных направлений программы по снижению углеродного следа.

Инновационная деятельность

В рамках реализации программы модернизации производственных объектов Группа продолжит совершенствование технологий «умного месторождения», в частности по направлениям:

- Цифровизация и предиктивная аналитика (Бизнес-аналитика (BI), Цифровые платформы, Машинное обучение (AI/ML);
- Оптимизация модели актива на основе данных и AI/ML;
- «Когнитивная геология» – использование AI/ML для разметки сеймики.

Возобновляемые источники энергии

Группа в рамках программы по снижению углеродного следа будет оценивать целесообразность реализации проектов по возобновляемым источникам энергии по трём возможным схемам:

- Строительство собственных объектов ВИЭ с непосредственным подключением электроустановок к ним;
- Участие в партнерских проектах ВИЭ (в формате долевого владения) с последующей договорной поставкой электроэнергии или

закупка электроэнергии, сгенерированной с использованием ВИЭ;

- Покупка «зеленых сертификатов» (документ, подтверждающий выработку покупного объема электроэнергии от ВИЭ) при наличии указанного инструмента на рынке электроэнергии Казахстана.

Одним из первых потенциальных проектов ВИЭ будет являться установка солнечных панелей для жилгородка м/р Айранколь (столовая, баня, фильтрация). Реализация пилотного проекта позволит протестировать надежность и эффективность выбранной технологии для дальнейшего тиражирования.

Благотворительность и спонсорство

Средства Группы для оказания благотворительной и спонсорской помощи направляются в основном остро нуждающимся в неотложной помощи лицам, таким как детям-инвалидам, и прочим общественным фондам и объединениям.

Также благотворительная деятельность Группы оказывается различным спортивным организациям в целях развития спорта и поддержания здорового образа жизни.

В течение 2022 года Группа выделила **1.4 млн тг** для оказания помощи детям-инвалидам:

- **0,8 млн тг** в ОФ «Мен бармын» созданный для поддержки детей, родившихся с синдромом Дауна;
- **0,5 млн тг** в ОО «Детский Орден Милосердия Детей-инвалидов»;
- **0.1 млн тг** в ОФ «Фонд поддержки детей».

На протяжении последних трёх лет группа выделила около **245 млн тг** на благотворительные мероприятия, из которых **200 млн тг** были направлены в 2020 году в Частный фонд "Благотворительный фонд "Халык" для помощи населению и медицинским предприятиям в борьбе с последствиями COVID-19.

Корпоративное управление

Система корпоративного управления

Кодекс корпоративного управления АО «Каспий нефть» (далее – «Кодекс») был утвержден решением Единственного акционера АО «Каспий нефть» от 16 сентября 2013 года.

При создании Кодекса Группа стремилась использовать лучшие практики корпоративного управления.

Согласно положениям Кодекса, Группа рассматривает корпоративное управление как инструмент повышения эффективности деятельности, укрепления репутации и снижения затрат на привлечение капитала. В основе корпоративного управления лежит принцип верховенства закона.

Корпоративное управление строится на основах справедливости, честности, ответственности, прозрачности, профессионализма и компетентности. Эффективная структура корпоративного управления предполагает уважение прав и интересов всех заинтересованных в деятельности Группы лиц и способствует успешной деятельности Группы, в том числе росту ее ценности, поддержанию финансовой стабильности и прибыльности.

Основополагающими принципами являются:

- принцип защиты прав и интересов акционера;
- принцип эффективного управления Компанией советом директоров и генеральным директором;
- принцип прозрачности и объективности раскрытия информации о деятельности Компании;
- принцип законности и этики;
- принцип эффективной дивидендной политики;
- принцип эффективной кадровой политики;
- принцип охраны окружающей среды;
- политика регулирования корпоративных конфликтов и конфликта интересов;
- принцип ответственности.

Структура, процедуры и практика корпоративного управления регулируются уставом и внутренними документами Компании, в том числе следующими положениями:

- Положение о совете директоров;

- Положение о корпоративном секретаре;
- Положение о системе внутреннего контроля и управлении рисками;
- Положение о раскрытии информации.

Вышеперечисленные документы разработаны в соответствии с законодательством РК и признанными в международной практике принципами корпоративного управления.

Общая структура корпоративного управления

Разделение ответственности между органами Группы должно быть изложено ясно и гарантировать соблюдение интересов акционера.

Органы Группы должны иметь полномочия и ресурсы для качественного выполнения своих обязательств профессиональным и предметным способом. Более того, их управление должно быть своевременным и прозрачным.

Система органов Группы включает:

- **Акционер** – высший орган Группы;
- **Совет Директоров** – орган управления, осуществляющий общее руководство, а также контроль над деятельностью генерального директора;
- **Генеральный директор** – исполнительный орган, руководящий текущей деятельностью Группы.

Совет Директоров

- Совет директоров определяет стратегические цели, приоритетные направления развития и устанавливает основные ориентиры деятельности Компании на долгосрочную перспективу;
- Совет директоров устанавливает эффективные системы управления рисками и внутреннего контроля;
- Члены совета директоров несут ответственность за долгосрочную эффективность Группы;
- Совет директоров производит объективную оценку следования утвержденным приоритетным направлениям с учетом рыночной ситуации, финансового состояния и других факторов, оказывающих влияние на финансово-хозяйственную деятельность Группы;
- Все члены совета директоров должны принимать решения объективно,

Годовой отчет 2022

действовать добросовестно и качественно в интересах Группы и ее акционера;

- Каждый член совета директоров обязан присутствовать на всех заседаниях совета директоров. Отступление от данной нормы допускается в исключительных случаях, оговариваемых в положении о совете директоров.
- Совет директоров разрабатывает механизм оценки своей деятельности и работы отдельных членов совета директоров, создает и регулярно пересматривает методы и критерии совета директоров, оценки деятельности директоров и генерального директора, службы внутреннего аудита;
- Председатель совета директоров должен регулярно оценивать деятельность совета директоров с целью повышения его эффективности;
- Совет директоров должен установить стратегические цели, обеспечить наличие финансовых и людских ресурсов и контролировать деятельность руководства Компании для достижения данных целей.

Состав Совета Директоров⁶

<i>Утегалиев Сисенгали Ажгалиевич Председатель Совета Директоров Год рождения: 1950 г. Не имеет акций Группы</i>	Член Совета Директоров с августа 2018.
<i>Кишкимбаева Сауле Бахткиреевна Член Совета Директоров Год рождения: 1968 г. Не имеет акций Группы</i>	Член Совета Директоров с августа 2018.
<i>Хаматов Асхат Тимурович Член Совета Директоров Год рождения: 1994 г. Не имеет акций Группы</i>	Член Совета Директоров с января 2021.

Решением Единственного акционера от 05.08.2021 года срок полномочий Совета Директоров был продлен до 15.08.2024 года.

Генеральный директор

Генеральный директор является **Единоличным исполнительным органом** Группы и выполняет следующие обязанности:

- Генеральный директор обязан исполнять решения единственного акционера и совета директоров;
- Вправе принимать решения по любым вопросам деятельности Группы, не отнесенным законодательством РК и уставом к компетенции других органов Группы;
- Несет ответственность за сохранность внутренней (служебной) информации;
- Несет ответственность за выделение финансовых и человеческих ресурсов для осуществления, поставленных единственным акционером и советом директоров целей;
- Должен создавать атмосферу заинтересованности работников Группы в эффективной работе.

С 10 июля 2018 года по 12 апреля 2022 пост Генерального директора АО «Каспий нефть» занимал г-н **Елеусинов Каирбек Сагинбаевич**.

20 апреля 2022 года Протоколом Совета Директоров №1/2022-А Генеральным директором АО «Каспий нефть» был назначен г-н **Тыран Серік Базарбайұлы**.

Г-н Тыран С. Б. ранее занимал должность заместителя Генерального директора по производству более трех лет и осуществлял руководство за деятельностью производственного и геологического блока Группы.

Генеральный директор **не владеет акциями** Группы.

⁶ по состоянию на 31 декабря 2022

Корпоративный секретарь

- Обеспечивает четкое взаимодействие между органами Группы в соответствии с положениями устава и другими внутренними документами;
- Играет ведущую роль в построении и сохранении системы корпоративного управления, оказывая взаимодействие Председателю совета директоров и совету директоров для их эффективной работы;
- Статус, функции и обязанности корпоративного секретаря определяются внутренними документами Группы.

Раскрытие информации и прозрачность

- Группа своевременно раскрывает информацию обо всех существенных фактах своей деятельности, в частности, о своем финансовом положении, планах и результатах деятельности, информации о своей практике корпоративного управления, своевременно публикует календарь корпоративных событий и другую существенную информацию.
- Группа своевременно готовит другие важные документы, такие как проспекты ценных бумаг, ежеквартальные отчеты, сообщения о существенных фактах.
- Группа принимает меры к защите конфиденциальной информации в соответствии с законодательством РК и внутренними документами Компании.
- Группа разрабатывает и применяет эффективную систему контроля над использованием служебной и иной конфиденциальной информации.
- Сотрудники Группы обязаны не разглашать конфиденциальную информацию.

Консолидированная финансовая отчетность

- Группа готовит консолидированную финансовую отчетность в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности;
- В Группе ведение финансовой отчетности и проведение аудита строятся на принципах полноты и достоверности, непредвзятости и независимости, профессионализма и компетентности.

Внутренний аудит

В августе 2015 года Совет директоров утвердил создание Службы внутреннего аудита. Служба напрямую подчинена Совету Директоров.

Целью службы внутреннего аудита является представление Совету Директоров независимой и объективной информации, предназначенной для обеспечения эффективного управления Группой.

Основными задачами Службы внутреннего аудита являются:

- Обеспечение эффективной системы внутреннего контроля;
- Оценка эффективности управления рисками;
- Оценка эффективности внутренних процессов;
- Оценка выполнения требований законодательства;
- Оценка возможности мошенничества и хищений;
- Оценка соответствия информационных систем потребностям Компании;
- Оценка полноты и достоверности бухгалтерского и финансового учета;
- Оценка рациональности и эффективности использования ресурсов Группы.

Для достижения данных задач Служба внутреннего аудита выполняет следующие функции:

- Проводит внутренний аудит контролей в Группе;
- Участвует в разработке внутренних документов Группы, касающихся корпоративного управления, внутреннего контроля и управления рисками;
- Проводит оценку внедрения и совершенствования принятых принципов корпоративного управления, этических стандартов и ценностей;
- Проводит проверку на предмет соответствия требованиям внутренних документов Группы и решения органов управления;
- Проводит оценку адекватности мер, применяемых структурными подразделениями, для обеспечения достижения поставленных перед ними задач в рамках стратегических целей Группы;

Годовой отчет 2022

- Взаимодействует с внешними аудиторами Группы по вопросам, возникающим в процессе проведения внешних аудитов;
- Проводит проверки на предмет обеспечения сохранности имущества Группы;
- Осуществляет мониторинг за исполнением рекомендаций внешних аудиторов.

Внешний аудит

- С целью получения независимого мнения о достоверности и объективности составления консолидированной финансовой отчетности, Группа проводит годовой аудит консолидированной финансовой отчетности за истекший год с привлечением внешнего аудитора в соответствии с требованиями законодательства;
- Генеральный директор несет ответственность за полноту и достоверность представляемой финансовой информации.

Акционерный капитал

Информация об акционерном капитале

По состоянию на 31 декабря 2022 и 2021 гг. объявленный, выпущенный и полностью оплаченный акционерный капитал Группы состоял из следующих акций:

(шт.)	Простые	Привилегированные
<i>Объявленные</i>	100 000	-
<i>Размещенные</i>	100 000	-

В течение 2022 и 2021 гг. операций с акционерным капиталом не было.

По состоянию на 31 декабря 2022 г. и на 31 декабря 2021 г. акционерный капитал Группы составил **100 млн тенге (100,000** обыкновенных акций стоимостью **1,000 тенге** за одну акцию).

По состоянию на 31 декабря 2022 и 2021 г. единственным акционером Компании является АО «Joint Resources», которое зарегистрировано в Республике Казахстан. Конечным владельцем Компании является г-н Кулибаев Т.А.

Информация о дивидендах

При рассмотрении вопроса о выплате дивидендов во внимание принимаются текущее состояние Группы, его краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные планы.

В 2022 году в соответствии с решениями Единственного акционера Группа объявила и выплатила дивиденды в размере **142 110 млн тенге**.

За год, закончившийся 31 декабря 2021 г., в соответствии с решениями Единственного акционера Группа объявила и выплатила дивиденды в размере **950 млн тенге**.

За год, закончившийся 31 декабря 2020 г., Группа не объявляла и не выплачивала дивиденды.

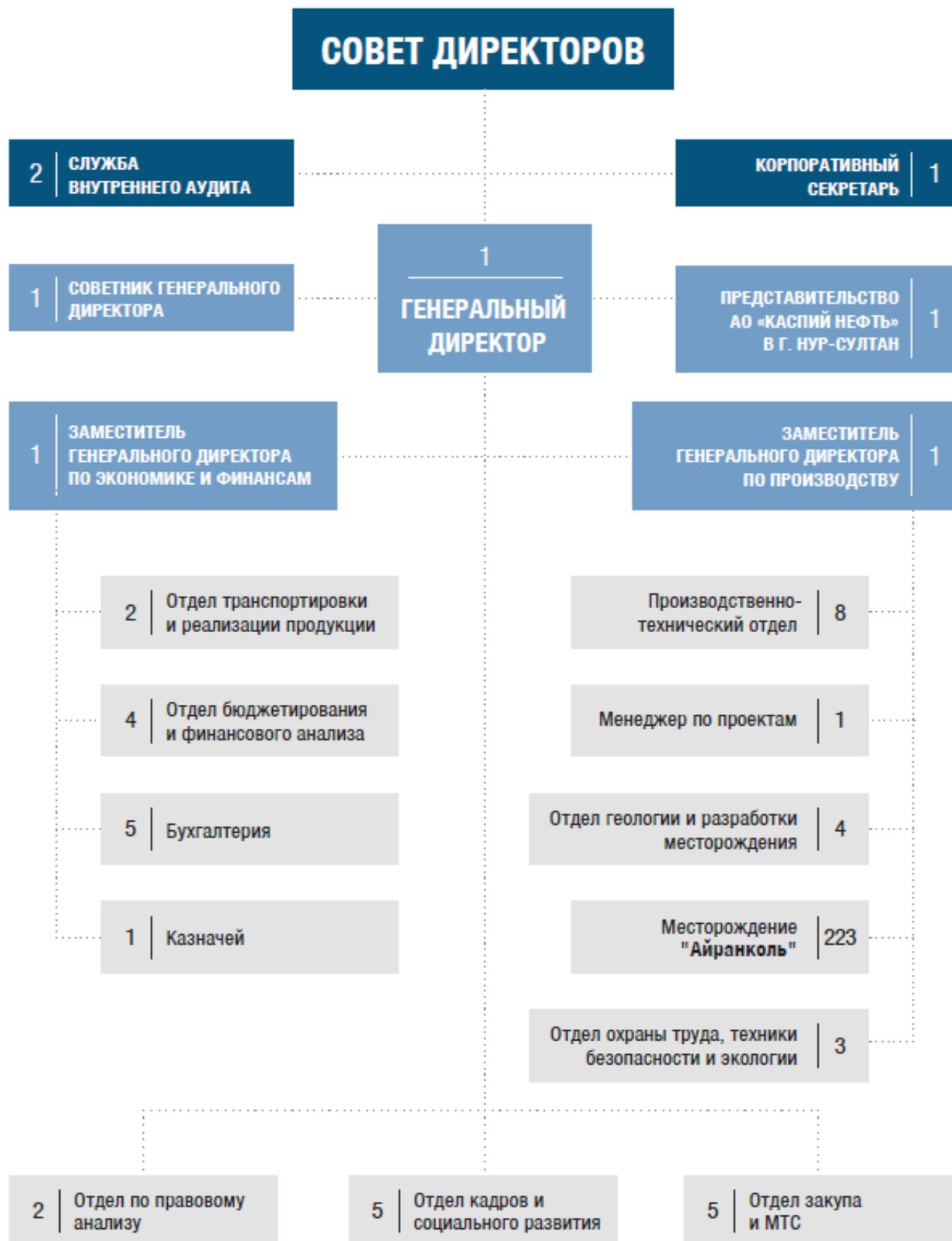
Расчет базовой прибыли на одну акцию и балансовой стоимости одной акции приведен в таблице ниже.

Расчет базовой прибыли на одну акцию

тыс. тг.	2020	2021	2022
Чистая прибыль за год	28,560,025	49,554,447	49,048,210
Средневзвешенное количество простых акций в обращении	100,000	100,000	100,000
Базовая и разводненная прибыль на акцию, тыс. тенге на акцию	286	496	490

Расчет балансовой стоимости одной акции

тыс. тг.	2020	2021	2022
Итого активов	141,312,138	168,678,568	75,083,310
Минус: нематериальные активы	(171,179)	(1,020,301)	(1,728,507)
Минус: итого обязательств	(80,781,140)	(59,543,121)	(59,010,013)
Чистые активы	60,530,998	109,135,448	14,344,790
Количество простых акций	100,000	100,000	100,000
Балансовая стоимость на акцию, тыс. тенге	604	1,081	143



Взаимодействие с инвесторами

Публичное распространение информации о Группе, осуществляется путем публикации на официальных сайтах Бирж – www.kase.kz, www.aix.kz, а также, если требуется, в печатных изданиях. Объем информации, предоставляемой инвесторам, в том числе потенциальным, определяется требованиями действующего законодательства, учредительными документами, а также правилами в отношении акционерных обществ, чьи бумаги размещены на бирже.

Информация о вознаграждениях

Вознаграждение Совета Директоров за 2022 год составило **57 млн тенге** (2021 год: 60 млн тенге).

В 2022 году **вознаграждение исполнительного органа** составило **325 млн тенге** (2021 год: 360 млн тенге).

млн тг	2020	2021	2022
Совет Директоров	50	60	56
Исполнительный орган	107	360	325

Отчет о соблюдении листинговой компанией положений Кодекса корпоративного управления и/или предпринятых мерах по соответствию ему в отчетном году

Кодекс корпоративного управления АО «Каспий нефть» (далее – «Кодекс») утвержден решением Единственного акционера АО «Каспий нефть» от 16 сентября 2013 года.

Корпоративное управление в Группе основано на принципе защиты и уважения прав и законных интересов акционера и способствует эффективной деятельности Группы.

Основой корпоративного управления является эффективная структура управления, которая предполагает уважение прав и интересов всех заинтересованных в деятельности Группы лиц и способствует успешной деятельности Группы, в том числе росту его репутации, поддержанию финансовой стабильности и прибыльности.

В Группе создан и функционирует институт Корпоративного секретаря, который действует при Совете Директоров и обеспечивает эффективную деятельность Совета Директоров, а также его взаимодействие с Исполнительным органом Группы.

Корпоративный секретарь подотчетен Совету директоров и обеспечивает четкое взаимодействие между органами Группы в соответствии с положениями Устава и другими внутренними документами, а также информирует должностных лиц Группы о новых тенденциях в развитии корпоративного управления.

Все независимые директора соответствуют требованиям, предъявляемым законодательством Республики Казахстан к понятию «независимый директор».

Деятельность Группы осуществляется самостоятельно в целях наилучшего соблюдения интересов акционера, в соответствии с положениями Устава и Кодекса.

Акционер и Совет Директоров не вмешиваются в оперативную деятельность Группы, за исключением случаев, предусмотренных законодательством Республики Казахстан.

Внутренние документы Группы, в том числе Кодекс корпоративного управления и Устав, принимаются в рамках законодательства Республики Казахстан. Если в результате изменения законодательства Республики Казахстан отдельные положения внутренних документов Группы вступают с ним в противоречие, то в таком случае Группа руководствуется нормами законодательства Республики Казахстан. При этом Группа стремится своевременно обеспечивать приведение в соответствие внутренних документов законодательству.

Проекты решений, принимаемых Единственным акционером, Советом директоров и Исполнительным органом предварительно рассматриваются в части соответствия их нормам законодательства Республики Казахстан.

Группа осуществляет свою деятельность, признавая верховенство Конституции, законов и других нормативных правовых актов по отношению к внутренним документам Группы и не допуская принятия решений по личному усмотрению должностных лиц и иных работников Группы.

Годовой отчет 2022

Совет Директоров и Генеральный директор осуществляют свою деятельность в соответствии с принципами профессионализма, разумности при принятии решений, избегания возникновения конфликта интересов.

Ответственность членов Совета Директоров закреплена в Положении о Совете Директоров. Заседания Совета директоров проводятся на регулярной основе. В течение 2022 года было проведено 2 очных заседания (2021 год: 1) и принято 60 решений заочного голосования (2021 год: 52).

Информация о корпоративных событиях, а также иная соответствующая информация раскрывается в соответствии с требованиями и положениями законодательства Республики Казахстан.

Противодействие коррупции

В рамках противодействия коррупции в Группе с 2015 года создана и действует Служба внутреннего аудита, в функции которой, помимо прочего, входит предотвращение внешних и внутренних угроз через обеспечение эффективной системы внутреннего контроля, в том числе профилактика и предотвращение коррупции путем проведения внутренних проверок, оценку вероятности мошенничества и хищений, проверку кандидатов при приеме на работу и действующих сотрудников.

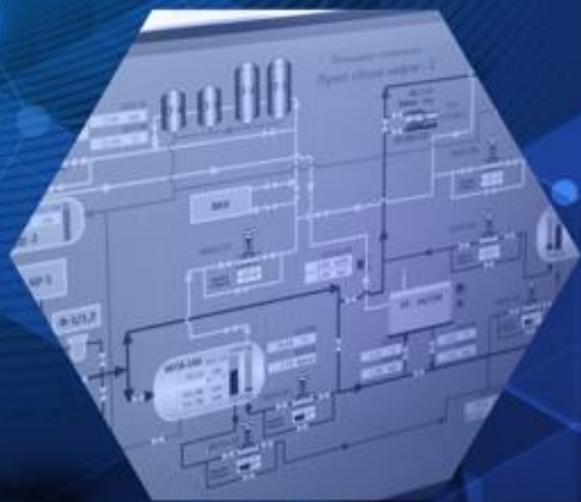
Основные коррупционные риски возникают при проведении закупок Группы. Для предотвращения коррупции все закупки производятся в соответствии с Правилами приобретения недропользователями и их подрядчиками товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по добыче твердых полезных ископаемых, утвержденных Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 21 мая 2018 года № 355.

Компания разработала и внедрила Антикоррупционную политику, а также ряд внутренних нормативных документов в отношении противодействия коррупции.

Соблюдение антимонопольного законодательства

Деятельность Группы не входит в периметр деятельности, подлежащей антимонопольному регулированию.

Реализация нефти осуществляется на рыночных условиях с учетом мировых цен на нефть за минусом реализованного дисконта.





КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ





АУДИТОРСКИЙ ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционеру и Совету директоров
АО «Каспий нефть»

Наше мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение АО «Каспий Нефть» и его дочернего предприятия (далее совместно – «Группа») по состоянию на 31 декабря 2022 г., а также консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств Группы за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Предмет аудита

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, которая включает:

- консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2022 г.;
- консолидированный отчет о прибыли и убытке и прочем совокупном доходе за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату; и
- примечания к консолидированной финансовой отчетности, включая основные положения учетной политики и прочую пояснительную информацию.

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наша ответственность согласно указанным стандартам далее описана в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета.

Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Независимость

Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (Кодекс СМСЭБ), и этическими требованиями, применимыми к нашему аудиту консолидированной финансовой отчетности в Республике Казахстан. Нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ и этическими требованиями Республики Казахстан, применимыми к нашему аудиту консолидированной финансовой отчетности.

Наша методология аудита

Краткий обзор

- Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом: 3,968,000 тысяч тенге, что составляет 5% от прибыли налогообложения.
- Мы провели работу по аудиту на 2 отчитывающихся предприятия в 1 стране (АО «Каспий Нефть» и ТОО «Каспий нефть трейдинг»).
- Аудиторская команда Группы посетила оба предприятия в ходе аудита.
- Объем аудита покрывает все активы, выручку и абсолютную величину чистой прибыли Группы.
- Мы определили, что в нашем отчете нет ключевых вопросов аудита для сообщения.

При планировании аудита мы определили существенность и провели оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. В частности, мы проанализировали, в каких областях руководство выносило субъективные суждения, например, в отношении значимых оценочных значений, что включало применение допущений и рассмотрение будущих событий, с которыми в силу их характера связана неопределенность. Как и во всех наших аудитах, мы также рассмотрели риск обхода системы внутреннего контроля руководством, включая, помимо прочего, оценку наличия признаков необъективности руководства, которая создает риск существенного искажения вследствие недобросовестных действий.

Существенность

На определение объема нашего аудита оказало влияние применение нами существенности. Аудит предназначен для получения разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Искажения могут возникать в результате недобросовестных действий или ошибок. Они считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что в отдельности или в совокупности они могут повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

Основываясь на своем профессиональном суждении, мы установили определенные количественные пороговые значения для существенности, в том числе для существенности на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом, как указано в таблице ниже. С помощью этих значений и с учетом качественных факторов, мы определили объем нашего аудита, а также характер, сроки проведения и объем наших аудиторских процедур и оценили влияние искажений (взятых по отдельности и в совокупности), при наличии таковых, на консолидированную финансовую отчетность в целом.

Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом	3,968,000 тысяч тенге
Как мы ее определили	5% от прибыли до налогообложения
Обоснование примененного базового показателя для определения уровня существенности	Мы выбрали прибыль до налогообложения в качестве базового показателя, потому что, по нашему мнению, этот базовый показатель, по которому пользователи чаще всего оценивают эффективность Группы, и он является общепринятым показателем. Мы выбрали 5%, что соответствует количественным порогам существенности, используемым для компаний, ориентированных на получение прибыли в этом секторе.

Определение объема аудита Группы

Объем аудита определен нами таким образом, чтобы мы могли выполнить работы в достаточном объеме для выражения нашего мнения о консолидированной финансовой отчетности в целом с учетом структуры Группы, используемых Группой учетных процессов и средств контроля, а также с учетом специфики отрасли, в которой Группа осуществляет свою деятельность.

В целом, объем нашего аудита охватывал все активы, выручку и абсолютную величину чистой прибыли Группы. Выполненные нами вышеуказанные процедуры позволили нам получить достаточные и надлежащие аудиторские доказательства в отношении консолидированной финансовой отчетности Группы и обеспечить основание для нашего мнения по ней.

Прочая информация

Руководство несет ответственность за прочую информацию. Прочая информация содержит Годовой отчет (но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет о данной отчетности), который, как ожидается, будет нам предоставлен после даты настоящего аудиторского отчета.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не будем предоставлять вывода, выражающий уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с указанной выше прочей информацией, когда она будет нам предоставлена, и рассмотрении вопроса о том, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных возможных существенных искажений. Если при ознакомлении с Годовым отчетом мы придем к выводу о том, что в нем содержится

существенное искажение, мы должны довести это до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление.

Ответственность руководства и лиц, отвечающих за корпоративное управление, за консолидированную финансовую отчетность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить ее деятельность или когда у него отсутствует какая-либо иная реальная альтернатива, кроме ликвидации или прекращения деятельности.

Лица, отвечающие за корпоративное управление, несут ответственность за надзор за подготовкой консолидированной финансовой отчетности Группы.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наша цель состоит в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчета, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с МСА,

всегда выявляет существенные искажения при их наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что в отдельности или в совокупности они могут повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с МСА, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск не обнаружения существенного искажения в результате ошибки, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля.
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность оценочных значений, рассчитанных руководством и соответствующего раскрытия информации.
- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, а на основании полученных аудиторских доказательств – вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, в результате которых могут возникнуть значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о

наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчете соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского заключения. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность.

- проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.
- получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства, относящиеся к финансовой информации организаций или деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за руководство, контроль и проведение аудита Группы. Мы остаемся полностью ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с лицами, отвечающими за корпоративное управление, доводя до их сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, которые мы выявляем в процессе аудита.

Мы также предоставляем лицам, отвечающим за корпоративное управление, заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали этих лиц обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах,

которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, и в необходимых случаях — о соответствующих мерах предосторожности.

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита.

Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем отчете, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Руководитель задания, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора, – Азамат Конратбаев.

От имени ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс»

PricewaterhouseCoopers LLP

Утверждено:



Дана Инкарбекова
Управляющий директор
ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс» (Генеральная государственная лицензия Министерства Финансов Республики Казахстан №0000005 от 21 октября 1999 года)

Подписано:

Азамат Конратбаев
Партнер по аудиту
(Институт Присяжных Бухгалтеров АССА сертификат №00770863 от 8 мая 2003 года)

Подписано:



Светлана Белокурова
Аудитор-исполнитель
(Квалификационное свидетельство Аудитора №0000357 от 21 февраля 1998 года)

6 апреля 2023 года

Алматы, Казахстан

Консолидированный отчет о финансовом положении

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2022	2021
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	6	36,041,010	33,328,522
Нематериальные активы		1,728,507	1,020,301
Незавершенное строительство	7	2,348,745	3,821,227
Активы по отложенному налогу	15	151,153	1,809,639
Прочие долгосрочные активы		301,882	247,195
Прочие долгосрочные финансовые активы	9	667,403	619,528
		41,238,700	40,846,412
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	3,826,754	3,721,263
Торговая дебиторская задолженность	11	12,205,249	12,758,657
Займы выданные	8	-	93,853,153
Предоплата по налогу на прибыль		4,103,956	1,712,304
Прочие текущие активы	12	7,777,907	5,722,394
Денежные средства и их эквиваленты	13	5,930,744	10,064,385
		33,844,610	127,832,156
ИТОГО АКТИВЫ		75,083,310	168,678,568
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Собственный капитал			
Акционерный капитал	14	100,000	100,000
Нераспределенная прибыль		15,973,297	109,035,447
ИТОГО КАПИТАЛ		16,073,297	109,135,447
Долгосрочные обязательства			
Обязательство по отложенному налогу	15	4,377,992	814,019
Банковские займы	16	-	16,470,645
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения	17	1,423,410	1,141,815
Прочие долгосрочные финансовые обязательства		228,637	355,856
Итого долгосрочные обязательства		6,030,039	18,782,335
Текущие обязательства			
Торговая кредиторская задолженность	18	2,292,086	2,637,032
Банковские займы	16	36,436,560	10,944,401
Налог на прибыль к уплате	19	5,255,578	17,738,025
Прочие налоги к уплате	19	7,413,043	7,552,435
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	20	1,582,707	1,888,893
Итого текущие обязательства		52,979,974	40,760,786
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		59,010,013	59,543,121
ИТОГО КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		75,083,310	168,678,568
Балансовая стоимость одной простой акции, тенге	14	143,448	1,081,151

Утверждено и подписано от имени руководства Группы 6 апреля 2023 года:


 Тыран С.Б.
 Генеральный директор


 Ершибаев Р.У.
 Заместитель генерального
 директора по экономике и
 финансам


 Атчибаева У.Е.
 И.о. главного бухгалтера

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2022	2021
Выручка	21	197,123,433	163,261,264
Себестоимость реализованной продукции	22	(50,844,197)	(35,336,330)
Валовая прибыль		146,279,236	127,924,934
Расходы по реализации	23	(66,872,930)	(46,465,999)
Общие и административные расходы	24	(3,590,368)	(2,306,267)
Финансовые доходы	25	7,516,249	7,694,641
Финансовые расходы	26	(2,828,093)	(3,526,466)
Убыток от курсовой разницы, нетто	27	(699,270)	(752,663)
Прочие расходы, нетто		(444,391)	(69)
Прибыль до налогообложения		79,360,433	82,568,111
Расходы по налогу на прибыль	15	(30,312,223)	(33,013,664)
ПРИБЫЛЬ ЗА ГОД		49,048,210	49,554,447
Прочий совокупный доход			
ИТОГО СОВОКУПНЫЙ ДОХОД ЗА ГОД		49,048,210	49,554,447
Базовая прибыль на акцию (в тыс. тенге за акцию)	14	490	496

Утверждено и подписано от имени руководства Группы 6 апреля 2023 года:

 Тыран С.Б. Генеральный директор	 Ершибаев Р.У. Заместитель генерального директора по экономике и финансам	 Атчибаева У.Е. И.о. главного бухгалтера
--	---	--

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	Акционерный капитал	Нераспределенная прибыль	Итого капитал
На 1 января 2021 г.		100,000	60,431,000	60,531,000
Прибыль за год		–	49,554,447	49,554,447
Прочий совокупный доход за год		–	–	–
Итого совокупный доход за год		–	49,554,447	49,554,447
Дивиденды объявленные		–	(950,000)	(950,000)
На 1 января 2022 г.		100,000	109,035,447	109,135,447
Прибыль за год		–	49,048,210	49,048,210
Прочий совокупный доход за год		–	–	–
Итого совокупный доход за год		–	49,048,210	49,048,210
Дивиденды объявленные	14	–	(142,110,360)	(142,110,360)
На 31 декабря 2022 г.		100,000	15,973,297	16,073,297

Утверждено и подписано от имени руководства Группы 6 апреля 2023 года:

 Тыран С.Б. Генеральный директор	 Ершибаев Р.У. Заместитель генерального директора по экономике и финансам	 Атчибаева У.Е. И.о. главного бухгалтера
--	---	---

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчет о движении денежных средств

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2022	2021
ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Средства, полученные от клиентов		207,836,674	164,520,278
Платежи поставщикам и работникам		(53,147,838)	(50,646,064)
Платежи за прочие налоги и таможенные пошлины		(75,050,799)	(29,788,754)
Денежные средства, полученные от операционной деятельности		79,638,037	84,085,460
Проценты полученные		967,987	451,118
Налог на прибыль, уплаченный		(36,132,931)	(23,831,943)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		44,473,093	60,704,635
ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Возврат займов выданных	8	77,848,693	–
Проценты полученные по займам выданным	8	18,916,876	–
Выдача займов	8	(381,000)	(5,550,993)
Приобретение основных средств и платежи по незавершенному строительству		(8,735,879)	(10,212,282)
Возврат суммы депозита на финансирование обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения		624,566	–
Отчисление на депозит на финансирование обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения		(657,135)	(83,785)
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) инвестиционной деятельности		87,616,121	(15,847,060)
ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Дивиденды выплаченные	14	(142,110,360)	(950,000)
Проценты уплаченные	16	(1,733,485)	(3,507,358)
Займы полученные	16	18,413,470	–
Погашение займов	16	(11,708,507)	(38,536,999)
Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности		(137,138,882)	(42,994,357)
Чистое уменьшение денежных средств и их эквивалентов		(5,049,668)	(1,863,218)
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	13	10,064,385	7,796,035
Влияние изменения курса иностранной валюты на денежные средства и их эквиваленты		916,027	405,132
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	13	5,930,744	10,064,385

Утверждено и подписано от имени руководства Группы 6 апреля 2023 года:

 Тыран С.Б. Генеральный директор	 Ершибаев Р.У. Заместитель генерального директора по экономике и финансам	 Атчибаева У.Е. И.о. главного бухгалтера
---	--	---

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) за год, закончившийся 31 декабря 2022 года, для АО «Каспий нефть» (далее – «Компания») и его дочернего предприятия ТОО «Каспий нефть трейдинг» (далее совместно именуемых – «Группа»).

Компания была создана в соответствии с законодательством Республики Казахстан как акционерное общество и зарегистрирована Министерством Юстиции Республики Казахстан 22 января 1997 г.

Юридический адрес	г. Атырау, ул. Сатпаева, 15В
Юридический регистрационный номер	Компания зарегистрирована Министерством Юстиции Республики Казахстан 22 января 1997 г. согласно свидетельству №1133–1915–01-АО
Форма собственности	Частная

По состоянию на 31 декабря 2022 г. 100% доля владения Компанией принадлежала АО «Joint Resources», зарегистрированному в Республике Казахстан. Конечным бенефициаром Группы по состоянию на 31 декабря 2022 года является г-н Т. А. Кулибаев.

Группа занимается разведкой, добычей, первичной обработкой, транспортировкой и реализацией сырой нефти на нефтяном месторождении Айранколь, расположенном в Жылыойском районе Атырауской области, Республика Казахстан.

Группа осуществляет свою деятельность в соответствии с контрактом на недропользование №1525 (далее – «Контракт на недропользование») от 15 октября 2004 года на добычу углеводородов, лицензией №001774 от 9 ноября 2007 года, выданной Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, которая была обновлена и взамен нее получена лицензия №19000275 от 10 января 2019 года, выданная Министерством энергетики Республики Казахстан.

Дочернее предприятие ТОО «Каспий нефть трейдинг» создано и зарегистрировано 4 июня 2019 года и находится в 100% собственности Компании. Основным видом деятельности дочернего предприятия является оптовая и розничная торговля нефтепродуктами.

Общая численность сотрудников Группы составляет 282 человек (2021 год: 281 человек).

2. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СРЕДА, В КОТОРОЙ ГРУППА ОСУЩЕСТВЛЯЕТ СВОЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

COVID-19

В марте 2020 года Всемирная Организация Здравоохранения объявила вспышку нового типа коронавируса COVID-19 пандемией. В связи с пандемией казахстанские органы власти приняли целый ряд мер, направленных на сдерживание распространения и смягчение последствий COVID-19, таких как запрет и ограничение передвижения, карантин, самоизоляция и ограничение коммерческой деятельности, включая закрытие предприятий. Большинство указанных выше мер были впоследствии смягчены, однако по состоянию на 31 декабря 2022 года все еще существует риск, что государственные органы могут ввести дополнительные ограничения в 2023 году в ответ на возможные новые разновидности вируса.

Война между Россией и Украиной

21 февраля 2022 года президент России объявил о признании Луганской и Донецкой Народных Республик, а 24 февраля направил военные мобилизованные войска к территории Украины. В ответ на действия России, Соединенные Штаты Америки, Европейский союз и некоторые другие страны ввели санкции против России, включая отключение ряда российских финансовых организаций от SWIFT. Россия является крупнейшим торговым партнером Казахстана, на долю которого приходится до 40% нефтяного экспорта, и является ключевым торговым транзитом, в частности, через Каспийский

трубопроводный консорциум (КТК), который позволяет экспортировать до 80% казахстанской сырой нефти.

Деятельность КТК была прервана в марте 2022 года из-за ущерба, нанесенного ураганом, но это не оказало существенного влияния на бюджет из-за роста цен на нефть, однако, продолжительное закрытие Россией маршрута КТК для казахстанской сырой нефти будет иметь серьезные последствия для экспорта Казахстана и экономики в целом. Власти Казахстана рассматривают альтернативные маршруты к Каспийскому морю, в том числе через Азербайджан, Грузию и Турцию, но они потребуют значительных вложений в дополнительную инфраструктуру, а замена маршрута КТК займет много лет. Долгосрочные последствия текущей экономической ситуации трудно предсказать, а текущие ожидания и оценки руководства могут отличаться от фактических результатов.

В целом, экономика Республики Казахстан продолжает проявлять некоторые характерные особенности, присущие развивающимся рынкам. Она особенно чувствительна к колебаниям цен на нефть и газ и другое минеральное сырье, составляющие основную часть экспорта страны. Эти особенности также включают, но не ограничиваются существованием национальной валюты, не имеющей свободной конвертации за пределами страны, и низким уровнем ликвидности рынка ценных бумаг. Высокая инфляция, проблемы, вызванные недавними внутренними беспорядками в январе 2022 года, сохраняющаяся политическая напряженность в регионе, волатильность обменного курса, влияние пандемии covid-19 оказали и могут продолжать оказывать негативное влияние на экономику Республики Казахстан, включая снижение ликвидности и создание трудностей с привлечением международного финансирования.

20 августа 2015 года Национальный банк и Правительство Республики Казахстан приняли решение о прекращении поддержки обменного курса тенге и реализации новой денежно-кредитной политики, основанной на режиме инфляционного таргетирования, обмене валютного коридора и переходе к свободно плавающему обменному курсу. При этом политика Национального банка в отношении обменного курса допускает интервенции, чтобы предотвратить резкие колебания обменного курса тенге для обеспечения финансовой стабильности.

По состоянию на дату настоящего отчёта официальный обменный курс Национального Банка Республики Казахстан составил 446.79 тенге за 1 доллар США по сравнению с 462.65 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2022 года (31 декабря 2021 года: 431.67 тенге за 1 доллар США). Таким образом, сохраняется неопределенность в отношении обменного курса тенге и будущих действий Национального банка и Правительства, а также влияния данных факторов на экономику Республики Казахстан.

В марте 2023 года международное рейтинговое агентство S&P Global Ratings подтвердило суверенный рейтинг Казахстана на уровне «BBB-» со «стабильным» прогнозом. Агентство Fitch подтвердило долгосрочный рейтинг Казахстана как «BBB» со «стабильным» прогнозом. Стабильный прогноз поддерживается сильными бюджетными и внешними балансами правительства, финансовой гибкостью, подкрепленной накопленными сбережениями от нефтяных доходов, чистой финансовой кредиторской полицией, а также мерами, реализуемыми Правительством Республики Казахстан.

Данное решение, в первую очередь, обусловлено значительными объемами накопленных резервов и фискальной устойчивостью, которые нивелируют риски, возникающие в случае перебоев на Каспийском трубопроводном консорциуме. По прогнозам аналитиков темп роста экономики составит около 4% в среднем в 2023-2026 годах.

Экономическая среда оказывает значительное влияние на деятельность и финансовое положение Группы. Руководство принимает все необходимые меры для обеспечения устойчивой деятельности Группы. Однако, будущие последствия сложившейся экономической ситуации сложно прогнозировать, и текущие ожидания и оценки руководства могут отличаться от фактических результатов.

Кроме того, нефтегазовый сектор в Республике Казахстан остается подверженным влиянию политических, законодательных, налоговых и регуляторных изменений в Республике Казахстан.

Перспективы экономической стабильности Республики Казахстан в существенной степени зависят от эффективности экономических мер, предпринимаемых Правительством, а также от развития правовой, контрольной и политической систем, то есть от обстоятельств, которые находятся вне сферы контроля Группы.

3. ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫХ СТАНДАРТОВ И РАЗЪЯСНЕНИЙ

Перечисленные ниже пересмотренные стандарты стали обязательными для Группы с 1 января 2022 года, не оказали существенного воздействия на Группы:

- «Выручка, полученная до начала предполагаемого использования актива, Обременительные договоры — стоимость выполнения договора», «Ссылка на Концептуальные основы» — поправки к ограниченной сфере применения к МСФО (IAS) 16, МСФО (IAS) 37 и МСФО (IFRS) 3, и Ежегодные усовершенствования МСФО за 2018-2020 годов, касающиеся МСФО (IFRS) 1, МСФО (IFRS) 9, МСФО (IFRS) 16 и МСФО (IAS) 41 (выпущены 14 мая 2020 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2022 года или после этой даты).

Опубликован ряд новых стандартов и интерпретаций, которые являются обязательными для годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты, и которые Группа не приняло досрочно:

- Отложенный налог в отношении активов и обязательств, возникающих в результате одной и той же операции - Поправки к МСФО (IAS) 12 (выпущены 7 мая 2021 года, вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты).
- Классификация обязательств на краткосрочные и долгосрочные - Поправки к МСФО (IAS) 1 (выпущены 23 января 2020 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2022 года или после этой даты).
- Классификация обязательств на краткосрочные и долгосрочные - перенос даты вступления в силу - Поправки к МСФО (IAS) 1 (выпущены 15 июля 2020 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты).
- Поправки к МСФО (IAS) 8: «Определение бухгалтерских оценок» (выпущены 12 февраля 2021 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты).
- Поправки к МСФО (IAS) 1 и Практическому руководству 2 по МСФО: Раскрытие информации об учетной политике (выпущено 12 февраля 2021 года и действует в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2023 года или после этой даты).
- МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования» (выпущен 18 мая 2017 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2021 года или после этой даты, дата вступления в силу была впоследствии перенесена на 1 января 2023 года Поправками к МСФО (IFRS) 17, как указывается ниже).
- Поправки к МСФО (IFRS) 17 и поправки к МСФО (IFRS) 4 (выпущены 25 июня 2020 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты).
- Переходная опция для страховщиков в применении МСФО (IFRS) 17 - Поправки к МСФО (IFRS) 17 (выпущена 9 декабря 2021 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты).

Если выше не указано иное, ожидается, что данные новые стандарты и разъяснения существенно не повлияют на консолидированную финансовую отчетность Группы.

4. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Основа подготовки финансовой отчетности

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее – «МСФО») на основе правил учета по первоначальной стоимости, за исключением финансовых инструментов, первоначальное признание которых осуществляется по справедливой стоимости. Основные положения учетной политики,

применявшиеся при подготовке настоящей консолидированной финансовой отчетности, представлены ниже.

Подготовка консолидированной финансовой отчетности по МСФО требует использования некоторых важнейших бухгалтерских оценок. Кроме того, руководству необходимо полагаться на свои суждения при применении учетной политики Группы. Области бухгалтерского учета, предполагающие более высокую степень оценки или сложности, а также области, в которых допущения и оценки являются существенными для консолидированной финансовой отчетности, указаны в Примечании 5.

Консолидированная финансовая отчетность

Дочерние предприятия представляют собой такие объекты инвестиций, включая структурированные организации, которые Группа контролирует, если Группа:

- имеет властные полномочия в отношении предприятия – объекта инвестиций;
- имеет права/ несет риски по переменным результатам деятельности предприятия – объекта инвестиций; и
- может использовать властные полномочия в отношении предприятия – объекта инвестиций с целью воздействия на величину переменного результата.

Группа проводит оценку наличия у нее контроля над объектом инвестиций, если факты и обстоятельства указывают на то, что произошли изменения в одном или более из трех элементов контроля, перечисленных выше.

Консолидация дочернего предприятия начинается тогда, когда Группа получает контроль над дочерним предприятием и прекращается в момент утраты контроля над ним. В частности, доходы и расходы дочернего предприятия, приобретенного или проданного в течение года, включаются в консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе с момента получения Группой контроля и до даты, на которую Группа перестает контролировать это дочернее предприятие.

Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода относится к акционеру Группы.

При необходимости в финансовую отчетность дочерних предприятий вносятся корректировки для приведения используемых ими принципов учетной политики в соответствие с принципами учетной политики Группы.

Все внутригрупповые активы и обязательства, собственный капитал, прибыль, убытки и движение денежных средств по операциям между предприятиями Группы при консолидации исключаются.

Пересчет иностранных валют

Функциональной валютой каждой из консолидируемых компаний Группы является валюта основной экономической среды, в которой данная компания осуществляет свою деятельность. Функциональной валютой Компании и его дочернего предприятия и валютой представления отчетности Группы является казахстанский тенге («тенге»).

Денежные активы и обязательства Группы, выраженные в иностранной валюте по состоянию на 31 декабря 2022 и 2021 годов, пересчитаны в тенге по официальному обменному курсу Национального Банка Республики Казахстан (далее — «НБ РК») на эту дату. При первоначальном признании операции в иностранной валюте учитываются по обменному курсу НБ РК на дату совершения операции. В последующем, пересчет активов и обязательств Группы, выраженных в иностранной валюте, осуществляется на ежемесячной основе по курсу НБ РК на конец месяца. Прибыли или убытки, возникающие на дату расчетов по этим операциям, а также в результате пересчета денежных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, отражаются в отчете о прибыли или убытке.

На 31 декабря 2022 года официальный обменный курс, использованный для пересчета остатков в долларах США, составлял 462.65 тенге за 1 доллар США (31 декабря 2021 года: 431.67 тенге за 1 доллар США). В отношении конвертации тенге в другие валюты действуют правила валютного контроля. В

настоящее время тенге не является свободно конвертируемой валютой за пределами Республики Казахстан.

Финансовые активы

Все стандартные сделки по покупке или продаже финансовых активов признаются на дату совершения сделки. Стандартные сделки по покупке или продаже представляют собой покупку или продажу финансовых активов, требующую поставки активов в сроки, установленные нормативными актами или рыночной практикой.

Все признанные в учете финансовые активы, после первоначального признания должны оцениваться по амортизированной либо по справедливой стоимости в зависимости от классификации финансовых активов.

Классификация финансовых активов

Долговые инструменты, которые соответствуют следующим критериям, после первоначального признания оцениваются по амортизированной стоимости:

- финансовые активы, удерживаемые в рамках бизнес-модели, целью которой является получение предусмотренных договором денежных потоков; и
- финансовые активы, имеющие договорные условия, которые обуславливают получение денежных потоков, являющихся исключительно погашением основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Долговые инструменты, которые соответствуют следующим критериям, после первоначального признания оцениваются по справедливой стоимости через прочий совокупный доход:

- финансовые активы, удерживаемые в рамках бизнес-модели, цель которой достигается как получением предусмотренных договором денежных потоков, так и продажей финансового актива; и финансовые активы, имеющие договорные условия, которые обуславливают получение денежных потоков, являющихся исключительно погашением основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Все прочие долговые инструменты, после первоначального признания оцениваются по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

При этом, при первоначальном признании финансового актива Группа вправе в каждом отдельном случае осуществить не подлежащий отмене выбор/классификацию:

- Группа вправе принять безотзывное решение о представлении в составе прочего совокупного дохода последующих изменений справедливой стоимости инвестиций в собственный капитал, если такие инвестиции не предназначены для торговли и не являются условным вознаграждением, признанным приобретателем при объединении бизнеса, к которому применяется МСФО (IFRS) 3; а также
- Группа может принять безотзывное решение об отнесении долгового инструмента к категории оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль и убытки, если такой долговой инструмент соответствует критериям для признания по амортизированной стоимости или справедливой стоимости через прочий совокупный доход, при условии, что это устраняет или значительно уменьшает учетное несоответствие.

Финансовые активы классифицируются в каждой из категорий оценки в соответствии с учетной политикой, указанной выше. Информация об управлении финансовыми рисками представлена в Примечании 30.

Амортизированная стоимость

Амортизированная стоимость представляет собой первоначальную стоимость актива за вычетом выплат основного долга, но включая наращенные проценты, а для финансовых активов – за вычетом любого списания понесенных убытков от обесценения. Наращенные проценты включают амортизацию

отложенных при первоначальном признании затрат по сделке, а также любых премий или дисконта от суммы погашения с использованием метода эффективной процентной ставки. Нарощенные процентные доходы и наращенные процентные расходы, включая наращенный купонный доход и амортизированный дисконт или премию (включая отложенную при предоставлении комиссии, при наличии таковой), не показываются отдельно, а включаются в балансовую стоимость соответствующих статей активов и обязательств.

Прибыли и убытки от курсовой разницы

Балансовая стоимость финансовых активов, выраженных в иностранной валюте, определяется в той же иностранной валюте и пересчитывается по обменному курсу на конец каждого отчетного периода. В частности, для финансовых активов и обязательств, оцениваемых по амортизированной стоимости, курсовые разницы по операционной и финансовой деятельности отражаются совместно в составе прибыли или убытка.

Обесценение финансовых активов

Группа всегда признает кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности и контрактным активам, ожидаемым за весь срок действия данных финансовых инструментов. Ожидаемые кредитные убытки по этим финансовым активам оцениваются с использованием матрицы оценочных резервов, основанной на историческом опыте Группы по кредитным убыткам, с поправкой на факторы, характерные для должников, общие экономические условия и оценке как текущего, так и прогнозируемого изменения условий на отчетную дату, включая временную стоимость денег, где это уместно.

Для всех прочих финансовых инструментов Группа признает оценочный резерв в размере полной величины кредитных убытков, ожидаемых за весь срок действия финансового инструмента, в случае значительного увеличения кредитного риска по инструменту с момента его первоначального признания. Во всех остальных случаях резервы по ожидаемым кредитным убыткам формируются в размере, равном величине кредитных убытков, ожидаемых в пределах 12 месяцев.

Оценку ожидаемых кредитных убытков, необходимо производить с помощью оценочного резерва, величина которого равна:

- величине кредитных убытков, ожидаемых в течение последующих 12 месяцев, т.е. той части кредитных убытков за весь срок действия финансового инструмента, которая представляет собой ожидаемые кредитные убытки вследствие случаев неисполнения обязательств по инструменту, которые могут возникнуть в течение 12 месяцев после отчетной даты («первая стадия»);
- величине кредитных убытков, ожидаемых за весь срок действия финансового инструмента, которые возникают вследствие всех возможных случаев неисполнения обязательств по инструменту в течение срока его действия («вторая стадия» и «третья стадия»).

Значительное увеличение кредитного риска

При оценке на предмет значительного увеличения кредитного риска по финансовому инструменту с момента первоначального признания Группа сравнивает риск дефолта по инструменту по состоянию на отчетную дату исходя из оставшегося срока погашения, с риском дефолта, который прогнозировался при первоначальном признании финансового инструмента.

При проведении такой оценки Группа учитывает обоснованную и подтверждаемую количественную и качественную информацию, включая информацию за прошлые периоды и прогнозную информацию, которая может быть получена без неоправданных затрат или усилий на основании имеющегося опыта и экспертных оценок, включая прогнозные данные. Прогнозная информация включает в себя информацию о перспективах развития отраслей, в которых работают должники, полученную из отчетов экономических экспертов, финансовых аналитиков, правительственных органов, аналитических центров и других подобных организаций, а также анализ различных внутренних и внешних источников фактических и прогнозных экономических данных, касающихся основной деятельности Группы.

В частности, при оценке значительного увеличения кредитного риска с момента первоначального признания учитывается следующая информация:

- фактическое или ожидаемое значительное ухудшение внешнего (если имеется) или внутреннего кредитного рейтинга финансового инструмента;
- значительное ухудшение показателей кредитного риска на внешнем рынке по конкретному финансовому инструменту, например, значительное увеличение дефолтных цен для должника или длительности, или степени, в которой справедливая стоимость финансового актива была меньше его амортизированной стоимости;
- существующие или прогнозируемые неблагоприятные изменения в деловых, финансовых или экономических условиях, которые, как ожидается, приведут к значительному снижению способности должника выполнять свои долговые обязательства;
- фактическое или ожидаемое значительное ухудшение результатов операционной деятельности должника;
- значительное увеличение кредитного риска по другим финансовым инструментам того же должника;
- фактическое или ожидаемое существенное неблагоприятное изменение в нормативной, экономической или технологической среде должника, которое приводит к значительному снижению способности должника выполнять свои долговые обязательства.

Независимо от результатов вышеуказанной оценки Группа полагает, что кредитный риск по финансовому активу значительно повысился с момента первоначального признания, если просрочка платежей по договору составляет 90 дней и, если у Группы нет обоснованной и документально подтверждаемой информации, указывающей на обратное.

Несмотря на вышесказанное, Группа предполагает, что кредитный риск по финансовому инструменту существенно не увеличился с момента первоначального признания, если на отчетную дату финансовый инструмент определен как имеющий низкий кредитный риск.

Финансовый инструмент определяется как имеющий низкий кредитный риск, если:

- финансовый инструмент имеет низкий риск дефолта,
- должник имеет большие возможности для выполнения своих договорных обязательств в отношении денежных потоков в ближайшем будущем, и
- неблагоприятные изменения в экономических и деловых условиях в более долгосрочной перспективе могут, но не обязательно, снизить способность заемщика выполнять свои договорные обязательства по движению денежных средств.

Группа может полагать, что финансовый актив имеет низкий кредитный риск, когда актив имеет внешний кредитный рейтинг «инвестиционного уровня» в соответствии с общепризнанным определением или если внешний рейтинг недоступен, активу присвоен внутренний рейтинг «кредитоспособный». «Кредитоспособный» означает, что контрагент имеет сильное финансовое положение и не имеет просрочек.

Определение дефолта

Группа рассматривает следующие критерии как указывающие на дефолт, в целях внутреннего управления кредитным риском, поскольку, исторический опыт показывает, что финансовые активы, соответствующие одному из следующих критериев, как правило, не подлежат возмещению:

- нарушение должником финансовых ковенантов; или
- информация, разработанная внутри Группы или полученная из внешних источников, указывает на то, что полное исполнение заемщиком кредитных обязательств перед кредиторами, в том числе Группой, является маловероятным (без учета какого-либо обеспечения, удерживаемого Группой).

Независимо от приведенного выше анализа, Группа полагает, что дефолт наступает не позже, чем, когда финансовый актив просрочен на 90 дней, за исключением случаев, когда организация располагает обоснованной и подтверждаемой информацией, демонстрирующей, что использование критерия дефолта, предусматривающего большую задержку оплаты, является более уместным.

Кредитно-обесцененные финансовые активы

Финансовый актив считается кредитно-обесцененным в случае возникновения одного или нескольких событий, оказывающих негативное влияние на расчетные будущие денежные потоки по такому финансовому активу. Признаки кредитного обесценения включают в себя наблюдаемые данные о следующих событиях:

- значительные финансовые затруднения заемщика или кредитора;
- нарушение условий договора, такое как дефолт или просрочка платежа;
- предоставление кредитором уступки заемщику в силу экономических причин или договорных условий в связи с финансовыми затруднениями заемщика, которую кредитор не предоставил бы в ином случае;
- исчезновение активного рынка для ценной бумаги в результате финансовых затруднений; или
- покупка финансового актива с большой скидкой, которая отражает понесенные кредитные убытки.

Списание активов

Группа списывает финансовый актив при наличии информации, указывающей на то, что должник находится в тяжелом финансовом положении и нет реальной перспективы возмещения, например, в случае ликвидации или банкротства должника, или в случае наличия торговой дебиторской задолженности, просроченной более двух лет, в зависимости от того, что наступит раньше. Списание представляет собой событие, ведущее к прекращению признания. Группа вправе прибегнуть к принудительному взысканию задолженности по списанным финансовым активам. Возмещения, полученные Группой принудительным путем, приводят к увеличению прибыли от обесценения.

Измерение и признание ожидаемых кредитных убытков

Ожидаемые кредитные убытки измеряются произведением вероятности дефолта, уровня потерь в случае наступления дефолта (т.е. величина потерь, если есть дефолт) и суммы требований при дефолте. Оценка вероятности дефолта и уровня потерь в случае наступления дефолта основана на исторических данных и прогнозной информации, как описано выше. Что касается риска дефолта, то для финансовых активов он представлен валовой балансовой стоимостью активов на отчетную дату; для договоров финансовой гарантии, подверженность к дефолту включает сумму, использованную на отчетную дату вместе с любыми дополнительными суммами, которые, как ожидается, будут списаны в будущем на дату дефолта, определенной исходя из исторических тенденций, понимания конкретных будущих потребностей в финансировании должников и другой соответствующей прогнозной информацией.

Если Группа оценила резерв по убыткам для финансового инструмента в сумме, равной величине кредитных убытков, ожидаемых за весь срок действия финансового инструмента, в предыдущий отчетный период, но определяет на текущую отчетную дату, что данные условия более не являются эффективными, Группа оценивает резерв по убыткам в размере равном 12-месячному ожидаемому кредитному убытку, по данным на текущую отчетную дату, за исключением активов, для которых был использован упрощенный подход.

Группа признает прибыль или убыток от обесценения в составе прибыли или убытка по всем финансовым инструментам с соответствующей корректировкой их балансовой стоимости за счет средств на покрытие убытков.

Прекращение признания финансовых активов

Признание финансового актива прекращается только в случае прекращения прав на денежные потоки по соответствующему договору (включая истечение прав в результате модификации, приводящей к существенному изменению договорных условий) или в случае передачи финансового актива и всех основных рисков и выгод, связанных с владением активом, другой организации. Если Группа не передает и не сохраняет за собой все основные риски выгоды, связанные с владением активом, и продолжает контролировать переданный актив, то она отражает свою долю в данном активе и связанном с ним обязательстве в размере возможной оплаты соответствующих сумм. Если Группа сохраняет за собой все основные риски и выгоды, связанные с владением переданным финансовым активом, то она продолжает учитывать данный актив, а полученные при передаче денежные средства отражает в виде обеспеченного займа.

Группа отражает в учете значительное изменение условий существующего финансового актива или его части в качестве погашения первоначального финансового актива и признания нового актива. Считается, что условия существенно отличаются, если дисконтированная приведенная стоимость денежных потоков в соответствии с новыми условиями, включая выплаты комиссионного вознаграждения за вычетом полученного комиссионного вознаграждения, дисконтированных по первоначальной эффективной процентной ставке, отличается по меньшей мере на 10 процентов от дисконтированной приведенной стоимости оставшихся денежных потоков по первоначальному финансовому активу в соответствии с МСФО.

При полном прекращении признания финансового актива, учитываемого по амортизированной стоимости, разница между балансовой стоимостью актива и суммой полученного возмещения, а также дебиторская задолженность признается в составе прибыли или убытка.

Финансовые обязательства

Все финансовые обязательства впоследствии учитываются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

Эффективная процентная ставка – это ставка дисконтирования ожидаемых будущих денежных выплат (включая все полученные или сделанные платежи по долговому инструменту, являющиеся неотъемлемой частью эффективной ставки процента, затраты по оформлению сделки и прочие премии или дисконты) на ожидаемый срок до погашения финансового обязательства или (если применимо) на более короткий срок до балансовой стоимости на момент его принятия к учету.

Договоры финансовых гарантий

Договор финансовой гарантии – это договор, обязывающий эмитента производить конкретные выплаты в целях возмещения убытков, понесенных держателем гарантии из-за того, что соответствующий должник не производит своевременные платежи по условиям долгового инструмента.

Обязательства по договорам финансовой гарантии, заключенным Группой либо отдельно Компаниями, первоначально оцениваются по справедливой стоимости, и впоследствии, если руководство не квалифицирует их как ОССЧПУ, отражаются по наибольшей из следующих величин:

- стоимости обязательств, определяемой в соответствии с МСФО (IFRS) 9; и
- первоначально признанной суммы за вычетом, если это необходимо, суммы накопленной амортизации, признанной в соответствии с политикой признания выручки.

Прибыль и убытки от курсовой разницы

Для финансовых обязательств, выраженных в иностранной валюте и учитываемых по амортизированной стоимости на конец каждого отчетного периода, прибыли и убытки от курсовых разниц определяются на основе амортизированной стоимости инструментов. Прибыль и убытки от курсовой разницы отражаются в составе прибыли или убытка.

Прекращение признания финансовых обязательств

Группа прекращает признание финансовых обязательств только в случае их погашения, аннулирования или истечения срока требования по ним. Разница между балансовой стоимостью финансового обязательства, признание которого прекращается, и уплаченным или причитающимся к уплате возмещением признается в составе прибыли или убытка.

Происходящий между Группой и кредитором обмен долговыми инструментами с существенно отличными условиями учитывается как погашение первоначального финансового обязательства, и признание нового финансового обязательства. Группа учитывает существенное изменение условий существующего финансового обязательства или его части как погашение первоначального финансового обязательства и признание нового финансового обязательства. Группа исходит из допущения, что условия обязательств существенно отличаются, если дисконтированная приведенная стоимость денежных потоков в соответствии с новыми условиями, включая выплаты комиссионного вознаграждения за вычетом полученного комиссионного вознаграждения, дисконтированных по первоначальной эффективной процентной ставке, отличается по меньшей мере на 10% от дисконтированной приведенной стоимости оставшихся денежных потоков по первоначальному финансовому обязательству.

Если изменение не является существенным, то разница между: (1) балансовой стоимостью обязательства до изменения; и (2) приведенной стоимостью денежных потоков после изменения должна быть признана в составе прибыли или убытка как доход или расход от изменения в составе прочих доходов и расходов.

Основные средства

Нефтегазовые активы

Нефтегазовые активы состоят из капитализированных затрат, переведённых из активов по разведке и оценке после принятия решения о начале промышленной добычи и основных средств для добычи нефти, переведенных из незавершенного строительства в момент ввода в эксплуатацию и включенных в категорию здания и сооружения.

Группа отдельно использует метод успешных усилий для учета основных средств для добычи нефти. Затраты по основным средствам для добычи нефти (скважинам) капитализируются на незавершенном строительстве до установления существования или отсутствия потенциальных коммерчески-выгодных запасов нефти. Затраты по основным средствам для добычи нефти (скважинам), которые оказались коммерчески не выгодны, относятся на расходы.

При первоначальном признании нефтегазовые активы Группы отдельно признаются по себестоимости или справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию. Нефтегазовые активы учитываются по себестоимости за вычетом накопленного износа и истощения.

Износ и истощение затрат, связанных с нефтегазовыми активами, рассчитываются с использованием производственного метода на основе доказанных разработанных запасов для активов, сроки полезного использования которых одинаковы со сроком полезной эксплуатации месторождения, и прямолинейного метода для активов, сроки полезного использования которых меньше, чем срок полезной эксплуатации месторождения. Ставка износа по производственному методу рассчитывается как соотношение, между объёмами добычи в течение отчетного периода и доказанных разработанных резервов по состоянию на конец отчетного периода, увеличенных на объемы добычи в течение отчетного периода.

Основные средства

Основные средства, не связанные с разведкой и добычей нефти и газа, учитываются по себестоимости за вычетом накопленного износа и накопленных убытков от обесценения.

Износ данных активов рассчитывается с использованием прямолинейного метода следующим образом:

Здания и сооружения	5–30 лет
Машины и оборудования	2–25 лет
Транспортные средства	5–10 лет
Прочие	1.5–15 лет

Расходы по замене компонента основных средств, который учитывается отдельно, капитализируются, в то время как стоимость на отчетную дату заменяемого компонента списывается на расходы за вычетом доходов от реализации данного компонента. Прочие последующие расходы капитализируются, только когда они увеличивают будущие экономические выгоды, заключенные в объекте основных средств. Все прочие расходы признаются в прибылях или убытках, как расходы по мере их возникновения.

Прибыль или убыток от реализации, или выбытия актива определяется как разница между выручкой от реализации и текущей стоимостью актива и признается в прибылях или убытках.

Незавершенное строительство

Незавершенное строительство включает в себя затраты, напрямую связанные со строительством основных средств для добычи нефти (стоимость приобретения таких активов, непосредственно определяемые накладные расходы, капитализированные затраты на финансирование и стоимость признания обязательств, связанных с ликвидацией и восстановлением месторождения) и прочих основных средств, включая соответствующее распределение прямых переменных накладных расходов, понесенных в ходе строительства. Начисление износа по таким активам начинается с того момента, когда активы готовы к предназначенному использованию. Текущая стоимость незавершенного строительства регулярно пересматривается на предмет ее справедливого отражения и необходимости признания убытков от обесценения.

Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации. Амортизация рассчитывается по прямолинейному методу в течение предполагаемого срока полезной службы данных активов.

Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчетную дату Группа оценивает наличие любых признаков, указывающих на возможное обесценение текущей стоимости долгосрочных активов. В случае выявления любого такого признака осуществляется оценка на предмет возможного снижения возмещаемой стоимости активов (если таковое имеет место). При невозможности оценки возмещаемой стоимости для отдельно взятого актива, Группа определяет возмещаемую стоимость группы активов, генерирующей денежные средства, к которой принадлежит актив.

Возмещаемая стоимость рассчитывается по наибольшему значению из справедливой стоимости за вычетом затрат по продаже и стоимости использования. При оценке стоимости использования оцененные будущие потоки денежных средств дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до вычета налогов, отражающей текущие рыночные оценки временной стоимости денег и риски, специфичные для актива, по которому не корректировались оцененные будущие потоки денежных средств. Если возмещаемая стоимость актива (или группы активов, генерирующей денежные средства) меньше его текущей стоимости, текущая стоимость актива (или группы активов, генерирующей денежные средства) уменьшается до величины возмещаемой стоимости актива.

Убыток от обесценения немедленно признается в качестве расхода. При последующем сторнировании убытка от обесценения текущая стоимость актива (или группы активов, генерирующей денежные средства) увеличивается до пересмотренной оценки его возмещаемой суммы, но таким образом, чтобы увеличенная текущая стоимость не превышала его первоначальной текущей стоимости, определенной при непризнании убытка от обесценения по активу (или по группе активов, генерирующей денежные средства) в предыдущие годы. Сторнирование убытка от обесценения немедленно признается как доход.

Товарно-материальные запасы

Запасы сырой нефти и товарно-материальные запасы, используемые в добыче сырой нефти, отражаются по наименьшей из себестоимости, определяемой по средневзвешенному методу, и чистой стоимости реализации. Себестоимость включает прямые затраты на материалы, таможенные сборы, транспортные расходы и стоимость погрузочно-разгрузочных работ. Чистая стоимость реализации основана на оценке возможной стоимости реализации за вычетом всех предполагаемых затрат, связанных с завершением, маркетингом, реализацией и доставкой.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства на счетах в банках и в кассе. Денежные средства и их эквиваленты включают краткосрочные инвестиции с первоначальным сроком погашения 3 (три) месяца или менее, которые можно обратить в известные суммы денежных средств и которые подвержены незначительному риску изменения.

Налог на прибыль

Расходы по налогу на прибыль представляют собой сумму текущих налогов (корпоративный подоходный налог на сверхприбыль) к уплате и отложенного налога.

Текущий налог

Текущий налог к уплате основан на сумме налогооблагаемой прибыли за период. Налогооблагаемая прибыль отличается от прибыли, отраженной в отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе, поскольку она исключает статьи доходов или расходов, которые облагаются налогом или подлежат вычету в другие годы и, кроме того, исключает статьи, которые никогда не облагаются налогом и не подлежат вычету. Обязательство Группы по текущему налогу рассчитывается с использованием налоговых ставок, которые были введены официально или, по существу, на дату отчетного периода.

Налог на сверхприбыль

В соответствии с Контрактом на недропользование Группа облагается налогом на сверхприбыль. Объектом обложения налогом на сверхприбыль, согласно налоговому кодексу Республики Казахстан является часть чистого дохода Группы, определенного для целей исчисления налога на сверхприбыль по каждому отдельному контракту на недропользование за налоговый период, превышающая сумму, равную 25% от суммы вычетов Группы для целей исчисления налога на сверхприбыль. Чистый доход для целей исчисления налога на сверхприбыль определяется как разница между налогооблагаемым доходом для целей исчисления налога на сверхприбыль, и корпоративным налогом на прибыль по контракту на недропользование.

Отложенный налог

Отложенный налог признается по разнице между балансовой стоимостью активов и обязательств в финансовой отчетности и соответствующей налоговой базой, используемой при расчете налогооблагаемой прибыли и учитывается по методу обязательств. Отложенные налоговые обязательства, как правило, отражаются в отношении всех налогооблагаемых временных разниц, а отложенные налоговые активы отражаются с учетом вероятности наличия в будущем налогооблагаемой прибыли, из которой могут быть вычтены временные разницы, принимаемые для целей налогообложения. Подобные налоговые активы и обязательства не признаются, если временные разницы связаны с деловой репутацией или возникают вследствие первоначального признания (кроме случаев объединения групп) других активов и обязательств в рамках операции, которая не влияет на размер ни налогооблагаемой, ни бухгалтерской прибыли.

Активы и обязательства по отложенному подоходному налогу учитываются с использованием налоговых ставок, применение которых ожидается в течение периода выбытия активов или погашения обязательств по тем налоговым ставкам (и в соответствии с налоговым законодательством), которые были введены официально или, по существу, на отчетную дату. Оценка отложенных налоговых обязательств и активов отражает налоговые последствия того, как Группа ожидает на отчетную дату возместить или погасить стоимость своих активов и обязательств.

Взаимозачет по отложенным налоговым активам и обязательствам производится в том случае, когда имеется юридически закрепленное право зачесть текущие налоговые активы против текущих налоговых обязательств, и когда они относятся к подоходному налогу, взимаемому одним и тем же налоговым органом, и Группа планирует возместить свои налоговые активы и погасить налоговые обязательства на нетто-основе.

Текущие и отложенные налоги признаются как расходы или доходы в отчете о прибылях и убытках, кроме случаев, когда они относятся к статьям, отнесенным непосредственно на капитал или прочий совокупный доход, когда налог также признается непосредственно в капитале или прочем совокупном доходе, или когда налоги возникают из-за первоначального учета при объединении групп.

Пенсионные обязательства

В соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан Группа удерживает пенсионные отчисления с заработной платы работников и перечисляет их в единый накопительный пенсионный фонд. При выходе работников на пенсию все пенсионные выплаты осуществляются единым накопительным пенсионным фондом.

Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений

Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения в основном относится к консервации и ликвидации скважин и аналогичной деятельности, связанной с основными средствами добычи, включая восстановление месторождения. Руководство провело оценку резерва по этим затратам с достаточной точностью на основе внутренних инженерных оценок, текущих установленных требований по нефтегазовой деятельности и отраслевой практики. Эти оцененные затраты были учтены как увеличение стоимости основных средств для добычи нефти с соответствующим увеличением резерва по ликвидации и восстановлению месторождения. Износ основных средств для добычи нефти, связанных с резервом по ликвидации и восстановлению месторождения, начисляется по производственному методу. Расходы по приросту в результате изменений в резерве по прошествии времени, применяя метод процентной ставки распределения к сумме резерва, учитываются в составе финансовых расходов.

Группа проводит регулярную оценку достаточности резерва по ликвидации и восстановлению месторождения в свете текущего законодательства и положений, с соответствующими корректировками по мере необходимости.

Обязательства по развитию социальной инфраструктуры

Группа признала обязательства по вложениям в развитие местной социальной инфраструктуры согласно условиям Контракта на недропользование. Текущая часть данных обязательств учтена по стоимости, согласно условиям Контракта на недропользование, которая, по мнению руководства, приближена к их справедливой стоимости. Долгосрочная часть отражается по чистой текущей стоимости. Обязательства относятся на расходы в момент их первоначального признания.

Обязательства по возмещению исторических затрат

Группа обязана возместить определенные исторические затраты, понесенные Правительством по месторождению Айранколь в соответствии с условиями Контракта на недропользование №1525 от 15 октября 2004 года. Обязательства, капитализируются как часть нефтегазовых активов, которые являются стоимостью приобретения прав на собственность месторождения Айранколь. Расходы по приросту в результате изменений в обязательствах по прошествии времени, применяя метод процентной ставки распределения к сумме обязательств, учитываются в составе финансовых расходов.

Резервы

Резервы начисляются при наличии у Группы обязательства, определяемого или подразумеваемого нормами законодательства, возникшего в результате прошлых событий, при наличии вероятности того, что для его погашения потребуются выбытие ресурсов, заключающих в себе экономические выгоды, причем размер таких обязательств может быть оценен с достаточной степенью точности.

Признание выручки

Группа реализует нефть в соответствии с краткосрочными соглашениями по ценам, определяемым по котировкам Platt's, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок за качество. Моментом перехода права собственности и признания выручки является тот момент, когда нефть физически загружена на борт судна, поступила в трубопровод или иной механизм доставки в зависимости от согласованных по контракту условий.

Дочернее предприятие реализует нефтепродукты с краткосрочными соглашениями по ценам определяемым изданием Argus Рынок Каспия, таблицы «Отпускные цены Petrosun в Казахстане» для внутреннего рынка и Platt's European Marketscan для экспорта. Право собственности на товар и все риски, переходит от продавца покупателю в момент передачи товара первому перевозчику. Дата штампа станции отгрузки на железнодорожной накладной является датой перехода права собственности.

В контрактах на реализацию нефти и нефтепродуктов обычно указывается максимальное количество товара, которое должно быть поставлено в течение определенного периода времени. Выручка от продажи нефти и нефтепродуктов признаются при переходе права собственности и рисков потерь либо в пункте доставки, либо в пункте получения, в зависимости от условий договора.

Прибыль на акцию и балансовая стоимость акций

Прибыль на акцию определяется путем деления прибыли, приходящейся на долю акционеров Группы (числитель), на средневзвешенное количество акций (знаменатель), находившихся в обращении в течение отчетного периода.

Балансовая стоимость акций рассчитывается в соответствии с положениями приложения №5.7 листинговых правил АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее – «КФБ»), утвержденных протоколом заседания Совета директоров от 27 апреля 2017 г. №15, введенные в действие с 1 июня 2017 года.

- За дату расчета принимается последний день периода, за который составлен отчет о финансовом положении эмитента акций.
- Балансовая стоимость одной акции, рассчитанная в соответствии с настоящим Приложением на дату составления отчета о финансовом положении эмитента акций, отражается в указанном отчете.

Балансовая стоимость одной простой акции рассчитывается по формуле:

$$BVCS = NAV / NOCS, \text{ где}$$

BVCS	(book value per common share) балансовая стоимость одной простой акции на дату расчета;
NAV	(net asset value) чистые активы для простых акций на дату расчета;
NOCS	(number of outstanding common shares) количество простых акций на дату расчета.

Чистые активы для простых акций рассчитываются по формуле:

$$NAV = (TA - IA) - TL - PS, \text{ где}$$

TA	(TOTAL ASSETS) АКТИВЫ ЭМИТЕНТА АКЦИЙ В ОТЧЕТЕ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ ЭМИТЕНТА АКЦИЙ НА ДАТУ РАСЧЕТА;
IA	(INTANGIBLE ASSETS) НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ В ОТЧЕТЕ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ ЭМИТЕНТА АКЦИЙ НА ДАТУ РАСЧЕТА;

TL	(TOTAL LIABILITIES) ОБЯЗАТЕЛЬСТВА В ОТЧЕТЕ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ ЭМИТЕНТА АКЦИЙ НА ДАТУ РАСЧЕТА;
PS	(PREFERRED STOCK) САЛЬДО СЧЕТА «УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ, ПРИВИЛЕГИРОВАННЫЕ АКЦИИ» В ОТЧЕТЕ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ ЭМИТЕНТА АКЦИЙ НА ДАТУ РАСЧЕТА.

5. Критические учетные суждения и основные источники неопределенности оценок

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО предполагает использование Группой оценок и предположений, которые оказывают влияние на приводимые в отчетности суммы активов и обязательств, раскрытие условных активов и обязательств на дату консолидированной финансовой отчетности и приводимые в отчетности активы, обязательства, доходы и расходы, а также раскрытие условных активов и обязательств в течение отчетного периода. Наиболее существенные оценки рассмотрены ниже.

В процессе применения учетной политики Группы руководство приняло следующие суждения, которые оказали существенное влияние на суммы, отраженные в консолидированной финансовой отчетности.

Сроки полезной службы основных средств

Группа рассматривает сроки полезной службы основных средств на конец каждого отчетного периода и, если ожидаемые результаты отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в учетных оценках в соответствии с МСФО (IFRS) 8 «Учетная политика, изменения в расчетных бухгалтерских оценках и ошибки».

Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений

Деятельность Компании регулируется различными законами и положениями по защите окружающей среды. Группа оценивает резерв по затратам на ликвидацию и восстановление месторождения на основе понимания руководством текущих законодательных требований в Республике Казахстан, условий лицензионных соглашений и внутренних инженерных оценок. Резервы по ликвидации и восстановлению месторождения пересматриваются на каждую отчетную дату и производится их корректировка для отражения наилучшей оценки на данный момент в соответствии с КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по демонтажу и ликвидации основных средств, восстановлению и иным аналогичных обязательств». Оценка будущих затрат по ликвидации требует от руководства проведения существенных оценок и суждений.

Большая часть данных резервов равномерно распределена до окончания полезной службы нефтегазовых скважин (месторождения) и, в дополнение к неопределенностям в законодательных требованиях, на оценку Группы могут влиять изменения в технологиях ликвидации активов, затратах и отраслевая практика производства данных работ.

Резерв признается в момент появления обязательства, на основе чистой текущей стоимости затрат по восстановлению участка. Фактические затраты, понесенные в будущих периодах, могут существенно отличаться от оцененных затрат. Кроме того, на стоимость данного резерва на отчетную дату могут влиять будущие изменения в законах и положениях по защите окружающей среды, оценках сроков полезного использования скважин и ставках дисконтирования. Основные допущения, использованные при оценке обязательства изложены в Примечании 17.

Запасы нефти

Группа использует оценку доказанных разработанных запасов нефти для расчета амортизации нефтегазовых активов. Оценка запасов нефти включает некоторую степень неопределенности. Неопределенность в основном связана с полнотой достоверной геологической и инженерной информации, имеющейся в наличии на момент оценки, и интерпретации этих данных. Оценки запасов нефти анализируются и корректируются на ежегодной основе. Оценки могут пересматриваться в

результате осуществления проектов по увеличению добычи, изменений в производственных мощностях или изменений в стратегии разработки.

Последняя оценка запасов нефти была выполнена по состоянию на 31 декабря 2022 года привлеченной компанией DeGolyer and MacNaughton Corp, выполнившей оценку запасов нефти на основе принятых стандартов профессионального исследования, на данных и информации, предоставленных Группой и в соответствии с ожиданиями Группы, в рамках поставленной задачи и времени, отведенного на оценку.

Отложенный налог на прибыль

По состоянию на конец каждого отчетного периода Группа оценивает отложенные налоговые обязательства и активы по действующим налоговым ставкам, которые, как ожидается, будут применяться в том периоде, в котором погашено обязательство, или реализован актив. Эффективная ставка налога зависит от ожидаемой будущей доходности, поскольку Группа подвержена прогрессивному режиму налога на сверхприбыль. Для целей расчета отложенного налога на сверхприбыль Группа использовала краткосрочную эффективную процентную ставку равную 9% для временных разниц, зачет которых ожидается в течение одного года, средневзвешенную эффективную процентную ставку равную 14% для временных разниц, зачет которых ожидается в течение всего срока контракта на недропользование, и долгосрочную эффективную процентную ставку равную 13% для временных разниц, зачет которых ожидается в конце срока контракта на недропользование.

6. Основные средства

	Земля	Здания, сооружения и основные средства для добычи нефти	Прочие нефте- газовые активы	Машины и оборудования	Транспортные средства	Прочее	Итого
<i>В тысячах тенге</i>							
Стоимость							
На 1 января 2021 г.	722	47,472,240	3,353,032	12,974,864	578,041	495,216	64,874,115
Поступления	-	417,033	13,563	256,257	18,470	1,377	706,700
Переводы из незавершенного строительства (Примечание 7)	-	5,030,705	-	1,127,170	14,500	44,565	6,219,940
Изменение в оценке резерва по ликвидации и восстановлению месторождения (Примечание 17)	-	148,307	-	-	-	-	148,307
Выбытия	-	(29,887)	-	(144,718)	(77,011)	(18,451)	(270,067)
На 31 декабря 2021 г.	722	53,038,398	3,366,595	14,213,573	534,000	522,707	71,675,995
На 1 января 2022 г.	722	53,038,398	3,366,595	14,213,573	534,000	522,707	71,675,995
Поступления	-	501,279	-	419,326	5,812	3,075	929,492
Переводы из незавершенного строительства (Примечание 7)	-	7,115,328	-	1,184,526	41,864	293,821	8,635,539
Изменение в оценке резерва по ликвидации и восстановлению месторождения (Примечание 17)	-	119,566	-	-	-	-	119,566
Выбытия	-	(238,613)	-	(199,787)	(43,573)	(43,979)	(525,952)
На 31 декабря 2022 г.	722	60,535,959	3,366,595	15,617,638	538,103	775,624	80,834,641

Основные средства (продолжение)

	Земля	Здания, сооружения и основные средства для добычи нефти	Прочие нефтегазовые активы	Машины и оборудования	Транспортные средства	Прочее	Итого
<i>В тысячах тенге</i>							
Накопленный износ							
На 1 января 2021 г.	-	(23,149,539)	(2,115,206)	(6,327,682)	(447,835)	(211,284)	(32,251,546)
Начислено за год	-	(4,289,354)	(186,329)	(1,735,580)	(41,269)	(75,586)	(6,328,118)
Выбытия	-	14,679	-	137,695	61,809	18,008	232,191
На 31 декабря 2021 г.		(27,424,214)	(2,301,535)	(7,925,567)	(427,295)	(268,862)	(38,347,473)
На 1 января 2022 г.		(27,424,214)	(2,301,535)	(7,925,567)	(427,295)	(268,862)	(38,347,473)
Начислено за год	-	(4,684,179)	(173,017)	(1,795,947)	(40,441)	(105,199)	(6,798,783)
Выбытия	-	151,884	-	117,574	41,085	42,082	352,625
На 31 декабря 2022 г.	-	(31,956,509)	(2,474,552)	(9,603,940)	(426,651)	(331,979)	(44,793,631)
Чистая балансовая стоимость							
На 1 января 2022 г.	722	25,614,184	1,065,060	6,288,006	106,705	253,845	33,328,522
На 31 декабря 2022 г.	722	28,579,450	892,043	6,013,698	111,452	443,645	36,041,010

По состоянию на 31 декабря 2022 года валовая балансовая стоимость полностью амортизированных, но все еще находящихся в использовании основных средств составила 3,756,454 тысячи тенге (2021 год: 4,181,000 тысяч тенге).

7. Незавершенное строительство

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
На 1 января	3,821,227	2,108,181
Поступления	7,135,137	7,921,675
Поступления из товарно-материальных запасов	27,920	8,311
Переводы в основные средства (Примечание 6)	(8,635,539)	(6,216,940)
На 31 декабря	2,348,745	3,821,227

8. Займы выданные

	2022 г.	2021 г.
На 1 января	93,853,153	81,200,837
Возврат займов выданных (основного долга)	(77,848,693)	-
Полученные проценты	(18,916,876)	-
КПН удержанный	(3,336,598)	-
Начисленные проценты	3,654,783	6,101,916
Выдача займов	381,000	5,550,993
Изменение стоимости финансовых инструментов в связи с досрочным погашением	(784,561)	-
Амортизация стоимости	2,651,939	1,075,729
Уменьшение/(начисление) резерва по ожидаемым кредитным убыткам	345,853	(76,322)
На 31 декабря	-	93,853,153

Классифицируется в отчете о финансовом положении как:

	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Краткосрочная часть	-	93,853,153
Долгосрочная часть	-	-
Итого	-	93,853,153

28 августа 2018 года Группа выдала необеспеченный заем предприятию, находящемуся под общим контролем, на сумму 68,318,700 тысяч тенге со сроком погашения 1 сентября 2021 года, с годовой процентной ставкой 3.7%. 26 декабря 2018 года было подписано дополнение к кредитному соглашению, согласно которому была ретроспективно изменена процентная ставка до 8.0% годовых, что было оценено как существенное изменение условий договора. Соответственно, Группа прекратила признание первоначального займа выданного и признала новый заем по справедливой стоимости, который впоследствии был классифицирован и оценен по амортизированной стоимости по состоянию на 31 декабря 2019, 2020 и 2021 годов. 11 декабря 2020 года Группа выдала заем этому предприятию, находящемуся под общим контролем, на сумму 3,664,000 тыс. тенге. Указанные сроки займа были продлены путем подписания дополнительного соглашения до 30 июня 2022 года.

9 декабря 2021 года дочернее предприятие предоставило финансовую помощь другому предприятию в размере 5,550,993 тысяч тенге, со сроком погашения до 31 марта 2024 года и с процентной ставкой 8.0% годовых.

По состоянию на 31 декабря 2022 года суммы основного долга и проценты по всем займам были возвращены.

9. Прочие долгосрочные финансовые активы

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Депозит, ограниченный в использовании, в долларах США	667,403	-
Депозит, ограниченный в использовании, в тенге	-	501,400
Начисленные проценты по депозиту, ограниченному в использовании, в тенге	-	118,128
	667,403	619,528

Депозит, ограниченный в использовании, действует до конца срока контракта на недропользование и является беспроцентным. Данный депозит необходим в соответствии с требованием законодательства Республики Казахстан для финансирования будущих обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения (Примечание 17).

10. Товарно-материальные запасы

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Готовая продукция – нефтепродукты	2,060,944	2,204,861
Сырье и материалы	975,487	965,652
Готовая продукция - сырая нефть	864,231	549,796
Материалы, переданные в переработку	-	954
Резерв под обесценение	(73,908)	-
	3,826,754	3,721,263

Движение резерва под обесценение товарно-материальных запасов представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
На начало года	-	-
Начисление	73,908	-
На конец года	73,908	-

11. Торговая дебиторская задолженность

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Торговая дебиторская задолженность	12,239,460	12,759,436
За вычетом резерва по сомнительной задолженности	(34,211)	(779)
	12,205,249	12,758,657

Торговая дебиторская задолженность, главным образом, представлена суммами, причитающимися за реализованную нефть и нефтепродукты. Кредитный период по нефти и нефтепродуктам, реализованным на экспорт - 30 дней, на внутренний рынок - 60 дней. На торговую дебиторскую задолженность проценты не начисляются. По состоянию на 31 декабря 2022 года и 31 декабря 2021 года торговая дебиторская задолженность в основном представлена со сроком возникновения до одного месяца.

Торговая дебиторская задолженность Группы была выражена в следующих валютах:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Доллар США	9,973,215	12,040,117
Тенге	2,232,034	718,540
	12,205,249	12,758,657

Движение резерва по сомнительной задолженности представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
На 1 января	779	29,581
Начислено	33,432	(28,802)
На 31 декабря	34,211	779

12. Прочие текущие активы

	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Авансы выданные	5,039,681	4,898,114
Расходы будущих периодов	1,950,045	532,931
Прочие налоги	709,702	102,385
Налог на добавленную стоимость	73,311	182,117
Прочее	5,168	6,847
	7,777,907	5,722,394

13. Денежные средства и их эквиваленты

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Деньги на счетах в банках, в долларах США	4,766,195	5,313,142
Деньги на счетах в банках, в тенге	1,166,118	4,247,132
Деньги в кассе	398	352
Деньги на сберегательных счетах в долларах США	-	503,759
Резерв на ожидаемые кредитные убытки	(1,967)	-
	5,930,744	10,064,385

14. Акционерный капитал

По состоянию на 31 декабря 2022 года и на 31 декабря 2021 года акционерный капитал Группы составил 100,000 тыс. тенге, состоящих из 100,000 обыкновенных акций стоимостью 1,000 тенге за одну акцию. Все акции были объявлены, выпущены и полностью оплачены.

В течение 2022 года в соответствии с решением Единственного акционера Группа объявила и полностью выплатила дивиденды в размере 142,110,360 тыс. тенге.

Базовая прибыль на акцию составила:

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
Прибыль, использованная для расчета базовой прибыли на акцию	49,048,210	49,554,447
Средневзвешенное количество обыкновенных акций для расчета базовой прибыли на акцию	100,000	100,000
Базовая прибыль на акцию	490	496

В соответствии с требованием Листинговых правил АО «Казахстанской Фондовой Биржи» («КФБ») необходимо раскрытие балансовой стоимости акции на дату отчета, посчитанной как общая сумма активов за минусом нематериальных активов и общей суммы обязательств, разделенная на общее количество акций.

На отчетную дату балансовая стоимость акции составила:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Итого активы	75,083,310	168,678,568
Нематериальные активы	(1,728,507)	(1,020,301)
Итого обязательства	(59,010,013)	(59,543,121)
Итого чистые активы	14,344,790	108,115,146
Количество обыкновенных акций для расчета балансовой стоимости акций	100,000	100,000
Балансовая стоимость одной акции, в тенге	143,448	1,081,151

15. Налогообложение

За годы, закончившиеся 31 декабря 2022 года и 31 декабря 2021 года, расходы по налогу на прибыль составили:

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
Расходы по текущему налогу на прибыль	19,539,737	17,802,468
Расходы по налогу на сверхприбыль	5,550,027	17,571,195
Всего расходов по текущему налогу на прибыль	25,089,764	35,373,663
Расход по отложенному налогу на прибыль	270,668	(645,560)
Расход по отложенному налогу на сверхприбыль	4,951,791	(1,714,439)
Всего расходов по налогу на прибыль	30,312,223	33,013,664

Отложенные налоги отражают чистое налоговое влияние временных разниц между балансовой стоимостью активов и обязательств, отражённой для целей бухгалтерского и налогового учёта.

Ниже отражено налоговое влияние на основные временные разницы, которые приводят к возникновению активов и обязательств по отложенному налогу:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Активы по отложенному налогу		
Прочие налоги к уплате	1,888,092	2,228,501
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения и прочие долгосрочные финансовые обязательства	336,433	446,011
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	27,681	13,773
Прочие текущие активы	72,666	-
Основные средства и НМА	-	52,670
	2,324,872	2,740,955
Обязательства по отложенному налогу		
Основные средства и нематериальные активы	(6,269,251)	(381,971)
Кредиты полученные и проценты начисленные	(58,137)	(24,062)
Прочая дебиторская задолженность	(23,789)	(328,047)
Займы выданные	-	(789,957)
Ликвидационный фонд	(200,534)	(221,298)
	(6,551,711)	(1,745,335)
Активы по отложенному налогу	151,153	1,809,639
Обязательства по отложенному налогу	(4,377,992)	(814,019)

В Республике Казахстан, где зарегистрировано каждое из предприятий Группы, ставка подоходного налога на 31 декабря 2022 года и 31 декабря 2021 года, составляла 20%. В соответствии с нормами Налогового Кодекса Республики Казахстан Группа обязана выплачивать налог на сверхприбыль.

Отложенные налоги рассчитываются по ставкам, применимым, как ожидается, к тому периоду, в котором актив реализуется или обязательство погашается, утвержденным по состоянию на отчетную дату.

Ниже приведена сверка теоретического налога на прибыль по ставке 20% и фактической суммы расходов по налогу на прибыль, учтенных в консолидированном отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе Группы:

	<u>2022 г.</u>	<u>2021 г.</u>
Прибыль до налогообложения	79,360,433	82,568,111
Налог на прибыль по установленной ставке 20%	15,872,087	16,513,622
Корректировки с целью учета:		
Налогов на сверхприбыль	5,550,027	17,571,195
Влияние отложенного налога на сверхприбыль	4,951,791	(1,714,439)
КПН у источника выплаты	3,320,818	-
Прочие постоянные различия	617,500	643,286
Расходы по налогу на прибыль	<u>30,312,223</u>	<u>33,013,664</u>
Эффективная налоговая ставка	38%	40%

16. Банковские займы

<i>В тысячах тенге</i>	<u>31 декабря 2022 г.</u>	<u>31 декабря 2021 г.</u>
На начало года	27,415,046	64,519,187
Займы полученные	18,413,470	-
Погашение займов	(11,708,507)	(38,536,999)
Проценты начисленные	1,881,503	3,444,433
Проценты уплаченные	(1,733,485)	(3,507,358)
Убыток от курсовой разницы, нетто	2,168,533	1,495,783
На конец года	<u>36,436,560</u>	<u>27,415,046</u>
	<u>31 декабря 2022 г.</u>	<u>31 декабря 2021 г.</u>
Классифицируется в отчете о финансовом положении как:		
Краткосрочная часть	36,436,560	10,944,401
Долгосрочная часть	-	16,470,645
	<u>36,436,560</u>	<u>27,415,046</u>

21 сентября 2018 года Группа заключила соглашение о кредитной линии с финансовым учреждением, находящимся под общим контролем, на сумму 75.5 миллионов долларов США (эквивалент 27,104,500 тысяч тенге). 24 сентября 2018 года по этой кредитной линии Группа получила кредит на сумму 50 миллионов долларов США (эквивалент 17,627,000 тысяч тенге). 16 ноября 2018 года лимит кредитной линии был увеличен до 280 миллионов долларов США (эквивалентно 103,322,800 тысяч тенге). 19 ноября 2018 года Группа получила дополнительный кредит 230 миллионов долларов США (эквивалент 84,423,800 тысяч тенге).

Кредитная линия подлежит погашению до 22 сентября 2023 года и обеспечена будущим притоком денежных средств от экспортной продажи сырой нефти, производственными активами Группы и 100% акциями Компании. Процентная ставка по кредитной линии составляет 6.0% годовых. В течение 2022 года Группа произвела погашение основной суммы долга в размере 24,977 миллионов долларов США (эквивалент 11,708,507 тысяч тенге).

22 ноября 2022 года Группа заключила соглашение о кредитной линии с финансовым учреждением, находящимся под общим контролем, на сумму 40 миллионов долларов США (эквивалент 18,506,000 тысяч тенге) на срок 12 месяцев. Кредитная линия подлежит погашению до 23 ноября 2023 года и обеспечена будущим притоком денежных средств от экспортной продажи сырой нефти, производственными активами Группы и 100% акциями Компании. Процентная ставка по кредитной

линии составляет 8.5% годовых. В 2022 году погашения основного долга по данному кредиту не производились.

По состоянию на 31 декабря 2022 года текущая часть заемных средств представляет собой проценты, начисленные в размере 0.67 миллионов долларов США (эквивалент 307,491 тысяч тенге), подлежащих к оплате в течение одного года.

17. Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
На 1 января	1,141,815	911,475
Амортизация дисконта (Примечание 26)	162,029	82,033
Изменение в стоимости резерва (Примечание 6)	119,566	148,307
На 31 декабря	1,423,410	1,141,815

Руководство полагает, что по состоянию на 31 декабря 2022 года резерв по ликвидации и восстановлению месторождения должен быть признан по 250 скважинам, расположенным на месторождении Айранколь (31 декабря 2021 года: 229 скважин). Руководство полагает, что данные обязательства, вероятнее всего, будут исполнены на этапе завершения добычи на данном месторождении, ожидаемом в 2029 г.

После применения ставки инфляции равной 5% (2021 года: 5%) и ставки дисконтирования равной 9% (2021 год: 9%), текущая стоимость резерва на 31 декабря 2022 года и 31 декабря 2021 года составляет 1,423,410 тысяч тенге и 1,141,815 тысяч тенге, соответственно.

18. Торговая кредиторская задолженность

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Кредиторская задолженность по текущим активам и услугам	2,292,086	2,637,032
	2,292,086	2,637,032

Торговая кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2022 года и 31 декабря 2021 года представлена в следующих валютах:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Тенге	2,291,392	2,637,032
Доллары США	694	-
	2,292,086	2,637,032

19. Налоги к уплате

Налог на прибыль к уплате по состоянию на 31 декабря 2022 года и 31 декабря 2021 года представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Налог на сверхприбыль	5,255,578	17,581,599
Налог на прибыль	-	156,426
	5,255,578	17,738,025

Прочие налоги к уплате по состоянию на 31 декабря 2022 года и 31 декабря 2021 года представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Рентный налог	3,654,495	4,463,116
Налог на добычу полезных ископаемых	3,178,883	2,919,691
Налог на добавленную стоимость	422,396	60,636
Индивидуальный подоходный налог	76,947	60,098
Социальный налог	69,073	44,020
Прочие налоги	11,249	4,874
	7,413,043	7,552,435

20. Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Обязательства по договорам с покупателями	765,398	1,249,178
Обязательства по зарплате и соответствующим отчислениям	570,215	425,209
Резерв по неиспользованным отпускам	61,777	65,383
Обязательства по социальной инфраструктуре	-	105,760
Прочее	185,317	43,363
	1,582,707	1,888,893

21. Выручка

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
Экспортные продажи сырой нефти	125,298,742	121,951,340
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	45,596,907	29,554,760
Реализация нефтепродуктов на экспорт	26,227,784	11,755,164
	197,123,433	163,261,264

22. Себестоимость реализованной продукции

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
Услуга по переработке нефти	17,176,060	13,304,665
Налог на добычу полезных ископаемых	14,852,740	11,426,995
Износ и амортизация	6,776,092	6,315,456
Возмещение акциза	6,570,111	2,126,042
Заработная плата и соответствующие налоги	2,670,816	1,984,643
Товарно-материальные запасы	637,991	566,208
Прочие налоги	471,566	425,469
Текущий ремонт и техобслуживание	452,779	346,495
Изменения в запасах сырой нефти и нефтепродуктов	(227,570)	(2,274,280)
Прочее	1,463,612	1,114,637
	50,844,197	35,336,330

23. Расходы по реализации

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
Рентный налог	35,866,421	20,973,661
Таможенные процедуры	21,021,025	16,388,591
Подготовка и транспортировка нефти и нефтепродуктов	9,853,043	8,959,445
Прочие	132,441	144,302
	66,872,930	46,465,999

24. Общие и административные расходы

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
Заработная плата и соответствующие налоги	1,625,826	1,303,813
Благотворительная помощь	1,180,000	-
Расходы по аренде	183,632	154,327
Консультационные расходы	63,140	26,422
Командировочные и представительские расходы	59,865	38,540
Штрафы и пени	18,508	3,226
Налоги и прочие платежи в бюджет	15,078	14,539
Прочее	444,319	765,400
	3,590,368	2,306,267

25. Финансовые доходы

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
Процентный доход по займам выданным (Примечание 8)	3,654,783	6,101,916
Амортизация корректировки справедливой стоимости займов выданных (Примечание 8)	2,651,939	1,075,729
Процентные доходы по банковским депозитам	1,113,812	493,951
Процентные доходы по долгосрочным финансовым активам	26,773	23,045
Прочее	68,942	-
	7,516,249	7,694,641

26. Финансовые расходы

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
Процентные расходы по банковским займам (Примечание 16)	1,881,503	3,444,433
Расход от изменения справедливой стоимости займов выданных (Примечание 8)	784,561	-
Амортизация дисконта по ликвидации и восстановлению месторождения (Примечание 17)	162,029	82,033
	2,828,093	3,526,466

27. (Убыток)/Прибыль от курсовой разницы, нетто

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
Доход от курсовой разницы	12,373,560	3,415,660
Убыток от курсовой разницы	(13,072,830)	(4,168,323)
	(699,270)	(752,663)

28. Операции со связанными сторонами

Связанные стороны включают в себя акционеров, аффилированные компании и предприятия под общим контролем, на которые Группа может оказывать значительное влияние, а также ключевое руководство Группы. Операции со связанными сторонами совершались на условиях, согласованных между сторонами и не предусматривающих обязательного использования рыночных цен.

Вознаграждение ключевому управленческому персоналу

Компенсация ключевому управленческому персоналу Группы состояла, в основном, из краткосрочных вознаграждений работникам и составила 325,187 тысяч тенге в 2022 году и 359,695 тысяч тенге в 2021 году.

Компенсация членам Совета директоров составила 55,868 тысяч тенге в 2022 году и 59,775 тысяч тенге в 2021 году.

Вознаграждение ключевому управленческому персоналу и членам Совета директоров признается в общих и административных расходах.

Ниже представлены непогашенные остатки по операциям с компаниями, находящимся под общим контролем акционера:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Денежные средства и их эквиваленты	5,930,744	10,064,385
Прочие долгосрочные финансовые активы	667,403	619,528
Банковские займы	(36,436,560)	(27,415,046)
Займы выданные	-	88,476,000

Ниже указаны статьи доходов и расходов с компаниями, находящимся под общим контролем акционера:

<i>В тысячах тенге</i>	2022 г.	2021 г.
Благотворительная помощь	(1,180,000)	-
Начисленные проценты по займам выданным	3,561,013	6,101,916
Амортизация справедливой стоимости	2,651,939	1,075,729
Уменьшение резерва по ожидаемым кредитным убыткам	417,096	(102,482)
Изменение справедливой стоимости финансовых инструментов в связи с досрочным погашением (Примечание 8)	(784,561)	-
Процентные расходы по банковским займам (Примечание 26)	(1,881,503)	(3,444,433)
Убыток от курсовой разницы, нетто (Примечание 16)	(2,168,533)	(1,495,783)

29. Условные обязательства

Условные обязательства по Контракту на недропользование

Несоблюдение условий Контракта на недропользование

Правительство имеет право приостановить или отменить Контракт на недропользование, если Группа существенно нарушит свои обязательства по Контракту на недропользование. Руководство Группы считает, что соблюдает обязательства, указанные в Контракте на недропользование. Однако такое соблюдение может быть оспорено соответствующими органами, чья интерпретация может существенно отличаться от руководства Группы.

Обязательство по развитию социальной инфраструктуры

В соответствии с Контрактом на недропользование до 29 сентября 2020 года Группа обязана была принимать непосредственное участие в развитии социальной инфраструктуры в районе деятельности по Контракту на недропользование согласно требованиям применимого законодательства. Годовая сумма обязательств по развитию социальной инфраструктуры, установленных Контрактом на недропользование, составляла 200,000 долларов США. 29 сентября 2020 года Группа подписала дополнение №7 к Контракту №1525 от 15 октября 2004 года, согласно которому годовая сумма обязательств по социально-экономическому развитию региона и развитию его инфраструктуры определен в размере 1% от инвестиции по Контракту в период добычи углеводородов по итогам предыдущего года. Руководство считает, что Группа выполнила это требование за год, закончившийся 31 декабря 2022 года.

Обязательство по профессиональному обучению

В соответствии с Контрактом на недропользование Группа обязана была обеспечивать профессиональную подготовку казахстанских специалистов по всем направлениям нефтяных операций, направляя для этих целей не менее 1% от общей суммы ежегодных производственных расходов (за вычетом расходов по налогам, амортизации и страхованию) и капитальных затрат. 29 сентября 2020 года Группа подписала дополнение №7 к Контракту №1525 от 15 октября 2004 года, согласно которому Группа обязана осуществлять финансирование обучения казахстанских кадров в размере 1 % от затрат на добычу, понесенных в период добычи углеводородов по итогам предыдущего года. Руководство считает, что Компания выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2022 года.

Обязательство по НИОКР

В соответствии с Контрактом на недропользование Группа обязана была осуществлять финансирование научно-исследовательских, научно-технических и (или) опытно-конструкторских работ в размере 1 % от совокупного годового дохода по итогам предыдущего года. 29 сентября 2020 года Группа подписала дополнение №7 к Контракту №1525 от 15 октября 2004 года, согласно которому Группа обязана осуществлять финансирование научно-исследовательских, научно-технических и (или) опытно-конструкторских работ в размере 1 % от затрат на добычу, понесенных в период добычи углеводородов по итогам предыдущего года. Руководство считает, что Группа выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2022 года.

Обязательства по созданию ликвидационного фонда

В соответствии с Контрактом на недропользование по завершению эксплуатации нефтяного месторождения, Группа обязана провести ликвидацию и восстановление земли на нефтяном месторождении в порядке, установленном Законом о недропользовании. Группа отразила резерв по ликвидации и восстановлению месторождения в данной консолидированной финансовой отчетности (Примечание 17). Руководство считает, что такая оценка будущих обязательств соответствует сумме резерва, начисленного на восстановление месторождения в соответствии с текущими законами и положениями по защите окружающей среды. Касательно обязательств по Контракту на недропользование Группа обязана создать ликвидационный фонд для финансирования ликвидации последствий нефтегазовых операций в размере 1% от общей суммы ежегодных производственных расходов (за вычетом расходов по налогам, амортизации и страхованию), понесенных в течение периода действия Контракта на недропользование.

Взносы в ликвидационный фонд должны производиться на специальный депозитный счет в любом банке Республики Казахстан (Примечание 9).

При достижении соглашения с Правительством данный ликвидационный фонд будет использоваться на финансирование обязательств по ликвидации месторождения и восстановлению окружающей среды.

Прочие условные обязательства

Налогообложение

Налоговая система Казахстана является относительно новой и характеризуется многочисленными налогами и частыми изменениями в законодательстве, официальных определениях и судебных решениях. Налоги подлежат проверке со стороны ряда регулирующих органов, имеющих право налагать значительные штрафы, начислять и взимать пени. Налоговый период остается открытым для проверки со стороны налоговых органов в течение пяти календарных лет; однако, при определенных обстоятельствах налоговый период может быть открытым дольше указанного выше срока. Руководство Группы, основываясь на своей трактовке налогового законодательства, полагает, что все применимые налоги были начислены. Налоговые органы могут по-иному трактовать положения действующего налогового законодательства, и различия в трактовке могут существенно повлиять на консолидированную финансовую отчетность.

Санкции включают доначисление сумм налогов, пени и штрафов. В настоящее время порядок применения штрафных санкций и пени по выявленным нарушениям казахстанских законов, указов и стандартов является очень строгим. Санкции включают конфискацию спорных сумм, наложение штрафов (в том числе за нарушение валютного законодательства), и пени в размере 2.5-кратной официальной ставки рефинансирования установленной Национальным Банком Республики Казахстан за каждый день нарушения. Ставка штрафа составляет 50% от суммы доначисленного налога. В результате пени и штрафы могут приводить к суммам, во много раз превышающим любые неправильно рассчитанные суммы налогов.

Трансфертное ценообразование

В соответствии с законом о трансфертном ценообразовании международные операции подлежат государственному контролю. Данный закон предписывает казахстанским компаниям сохранять, и, при необходимости, представлять экономическое обоснование и метод расчета цен, использованных в международных операциях, включая наличие документации, подтверждающей цены и дифференциалы. В дополнение к этому дифференциалы не могут применяться к международным операциям с компаниями, зарегистрированными в офшорных странах. В случае отклонения цены сделки от рыночной цены налоговые органы имеют право корректировать налогооблагаемые статьи и налагать дополнительные налоги, пени и штрафы.

Вне зависимости от присущих рисков того, что налоговые органы могут оспорить политику трансфертного ценообразования Группы, руководство считает, что оно сможет обосновать свою позицию и предоставить всю необходимую документацию, подтверждающую формирование экспортных цен в случае, если политика трансфертного ценообразования будет оспорена налоговыми органами.

Вопросы охраны окружающей среды

Применение природоохранного законодательства в Республике Казахстан развивается, и позиция государственных органов Республики Казахстан относительно обеспечения его соблюдения непрерывно пересматривается. Группа проводит периодическую оценку своих обязательств, связанных с загрязнением окружающей среды. По мере выявления обязательств они немедленно отражаются в финансовой отчетности.

Руководство Группы считает, что Группа не имеет значительных обязательств, связанных с нанесением ущерба окружающей среде, сверх признанных в данной финансовой отчетности.

Юридические вопросы

Группа время от времени выступает объектом судебных разбирательств и судебных решений, которые по отдельности или в совокупности не оказали значительного влияния на Группу. Руководство считает, что разрешение всех деловых вопросов не окажет существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

30. Политика управления рисками

В ходе обычной деятельности Группа подвержена рыночным рискам, которые включают в себя кредитный риск, валютный риск, риск ликвидности и операционный риск. Финансовые активы и финансовые обязательства представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Финансовые активы:		
Займы выданные (Примечание 8)	-	93,853,153
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 13)	5,930,744	10,064,385
Торговая дебиторская задолженность (Примечание 11)	12,205,249	12,758,657
Прочие долгосрочные финансовые активы (Примечание 9)	667,403	619,528
Прочие текущие активы	5,168	6,870
	18,808,564	117,302,593
Финансовые обязательства:		
Банковские займы (Примечание 16)	36,436,560	27,415,046
Торговая кредиторская задолженность (Примечание 18)	2,292,086	2,637,032
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	755,532	1,846,466
Обязательство по социальной инфраструктуре	228,581	355,799
	39,712,759	32,254,343

Кредитный риск

Группа подвержена кредитному риску, который сопряжен с возможным неисполнением одной из сторон своих обязательств по финансовому инструменту, в результате чего другая сторона понесет финансовый убыток.

Кредитный риск в первую очередь связан с ее торговой дебиторской задолженностью, денежными средствами и их эквивалентами, денежными средствами с ограничением в использовании и займами выданными. Данные суммы представлены в консолидированном отчете о финансовом положении за вычетом резерва по сомнительным долгам и резерва по ожидаемым кредитным убыткам.

За год, закончившийся 31 декабря 2022 года, существенную долю в доходе Группа получила от одного покупателя, Vitol Energy Trading SA., что составляет 73% от общей выручки (за год, закончившийся 31 декабря 2021 года: 75%) от общего дохода Группы. Также, по состоянию на 31 декабря 2022 года и 31 декабря 2021 года 100% денежных средств и их эквивалентов, и денежных средств с ограничением в использовании были на счетах банка, находящего под общим контролем акционера. В результате чего Группа имела существенную концентрацию кредитного риска в отношении торговой дебиторской задолженности и денежных средств и их эквивалентов.

Валютный риск

Валютный риск определяется как риск того, что справедливая стоимость или будущие денежные потоки по финансовому инструменту будут колебаться из-за изменений в курсах валют. Валютный риск Группы в основном связан с торговой дебиторской задолженностью, займами полученными и денежными средствами.

Операционный валютный риск Группы связан с продажами сырой нефти в валюте, отличной от функциональной валюты Группы. Большая часть продаж выражена в долларах США, в то время как почти все затраты выражены в тенге. Большая часть выручки от реализации поступает в течение 30 дней с момента продажи. Таким образом, подверженность риску изменения курса обмена, связанного с торговой дебиторской задолженностью, в любой момент времени ограничена одним месяцем.

Балансовая стоимость денежных активов и денежных обязательств Группы, выраженных в иностранной валюте:

Выраженные в долларах США	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2021 г.
Активы	15,406,813	17,883,205
Обязательства	(36,436,560)	(27,415,046)
Чистая балансовая позиция	(21,029,747)	(9,531,841)

Анализ чувствительности к валютному риску

Группа в основном подвержена риску, связанному с влиянием колебаний обменного курса доллара США к тенге. При составлении отчетов о валютном риске для ключевого управленческого персонала Группой используется уровень чувствительности в 20% и отражает оценку руководством разумно возможного изменения курсов валют. В анализ чувствительности включены только суммы денежных активов и денежных обязательств деноминированных в долларах США, имеющиеся на конец периода. Ослабление курса тенге на 20% и укрепление на 20% по отношению к доллару США по состоянию на 31 декабря 2022 года (2021 год: 20% и 20%) (уменьшило)/увеличило бы величину капитала и прибыли за год на нижеуказанные суммы.

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2022 г.	2021 г.
Увеличение курса доллара США на +20%	(3,364,760)	(1,525,095)
Уменьшение курса доллара США на -20%	3,364,760	1,525,095

Операционный риск

Операционный риск – это риск для Группы понести финансовые убытки в результате прерывания деятельности и возможного ущерба для имущества Группы в результате природных бедствий и технологических аварий.

По состоянию на 31 декабря 2022 года Группа считает, что имеет достаточно действующих страховых полисов в отношении гражданско-правовой ответственности.

Процентный риск

По состоянию на 31 декабря 2022 года и 31 декабря 2021 года Группа не подвержена риску изменения процентных ставок, поскольку все займы были получены по фиксированным процентным ставкам.

Риск ликвидности

Риск ликвидности – это риск того, что Группа не сможет погасить свои обязательства при наступлении фактического срока их оплаты. Позиция ликвидности Группы тщательно контролируется и управляется. Группа использует процесс детального бюджетного планирования и прогнозирования денежных средств для обеспечения наличия адекватных денежных средств для выполнения всех обязательств по оплате. В следующих таблицах отражены ожидаемые сроки погашения по непроизводным финансовым активам и обязательствам Группы.

<i>В тысячах тенге</i>	Средне-взвешенная эффективная процентная ставка	1-3 месяцев	3 месяца-1 год	Более 1 года	Итого
31 декабря 2022 г.					
Финансовые активы:					
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 13)		5,930,744	-	-	5,930,744
Торговая дебиторская задолженность (Примечание 11)		12,205,249	-	-	12,205,249
Прочие долгосрочные финансовые активы (Примечание 9)		-	-	667,403	667,403
Прочие текущие активы (Примечание 12)		5,168	-	-	5,168
Итого финансовые активы		18,141,161	-	667,403	18,808,564
Финансовые обязательства:					
Банковские займы (Примечание 16)	6%-8.5%	-	(36,436,560)	-	(36,436,560)
Торговая кредиторская задолженность (Примечание 18)		(2,292,086)	-	-	(2,292,086)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства		(755,532)	-	-	(755,532)
Обязательство по социальной инфраструктуре		-	-	(228,581)	(228,581)
Итого финансовые обязательства		(3,047,618)	(36,436,560)	(228,581)	(39,712,759)
Чистая позиция		15,093,543	(36,436,560)	438,822	(20,904,195)

<i>В тысячах тенге</i>	Средне- взве- шенная эффе- ктив- ная процент-ная ставка	1-3 Месяцев	3 месяца- 1 год	Более 1 года	Итого
31 декабря 2021 г.					
Финансовые активы:					
Займы выданные (Примечание 8)	8%	-	89,738,506	4,114,647	93,853,153
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 13)		10,064,385	-	-	10,064,385
Торговая дебиторская задолженность (Примечание 11)		12,759,436	(779)	-	12,758,657
Прочие долгосрочные финансовые активы (Примечание 9)		-	-	619,528	619,528
Прочие текущие активы		6,870	-	-	6,870
Итого финансовые активы		22,830,691	89,737,727	4,734,175	117,302,593
Финансовые обязательства:					
Банковские займы (Примечание 16)	6%		(5,428,619)	(21,986,427)	(27,415,046)
Торговая кредиторская задолженность (Примечание 18)		(2,637,032)	-	-	(2,637,032)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства		(1,846,466)	-	-	(1,846,466)
Обязательство по социальной инфраструктуре		-	-	(355,799)	(355,799)
Итого финансовые обязательства		(4,483,498)	(5,428,619)	(22,342,226)	(32,254,343)
Чистая позиция		18,347,193	84,309,108	(17,608,051)	85,048,250

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Руководство считает, что справедливая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, оцениваемых по амортизированной стоимости, которая классифицируется в категории уровня 1 иерархии для денежных средств и их эквивалентов, категории уровня 2 иерархии для банковских займов и уровня 3 иерархии в отношении торговой и прочей дебиторской, кредиторской задолженности и займов полученных приближена к балансовой стоимости по состоянию на 31 декабря 2022 и 31 декабря 2021.



Пункт сб

от АБЗВН №3
14 куб.м/мин

от АБЗВН №4
14 куб.м/мин



Сир



ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ



ОСНОВНЫЕ ИСТОРИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Финансовые показатели

	ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Финансовые результаты						
Выручка	млн тг	111,224	126,724	99,689	163 261	197 123
Валовая прибыль	млн тг	92,714	103,293	69,221	127 925	146 479
ЕБИТДА	млн тг	57,560	67,026	48,443	85 591	86 713
Прибыль до налогообложения	млн тг	41,295	64,689	42,429	82 568	79 360
Чистая прибыль	млн тг	21,477	42,011	28,560	49 554	49 048
Свободный денежный поток	млн тг	37,661	449	(10,762)	(1 863)	(5 050)
Задействованные активы						
Долгосрочные активы	млн тг	90,520	100,709	40,049	40,846	41 239
Текущие активы	млн тг	43,159	32,775	101,263	127,832	33 845
Долгосрочные обязательства	млн тг	(89,347)	(60,335)	(44,009)	(18,782)	(6 030)
Текущие обязательства	млн тг	(35,688)	(41,178)	(36,772)	(40,761)	(52 980)
Чистые активы	млн тг	8,643	31,971	60,531	109,135	16 073
Базовая прибыль на 1 акцию	тыс. тг	215	420	286	496	490
Балансовая стоимость 1 акции	тыс. тг	86	318	604	1 081	143

Производственные показатели

	ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Добыча нефти	тыс. тн	849	900	917	927	917
Реализация нефти, включая	тыс. тн	859	900	917	908	907
Экспорт	тыс. тн	602	622	646	594	503
Внутренние продажи	тыс. тн	257	278	272	314	404

ГЛОССАРИЙ

EBITDA – Earnings before interest, tax, depreciation and amortisation - доход до вычета расходов по подоходному налогу, финансовых расходов и амортизации

FOB – Free on Board, франко-борт

GI – Global Insight, аналитическое агентство

GCA – Gaffney, Cline & Associates, Группа по оценке запасов нефти

plc – Public Limited Company, общество с ограниченной ответственностью открытого типа

S&P – Standard & Poor's, рейтинговое агентство

АО «РД «КМГ» – АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

АНПЗ – ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»

в т. ч. – в том числе

ВВП – Валовой внутренний продукт

ВУЗ – Высшее учебное заведение

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых РК

ГПЭС – Газопоршневая электростанция

КИН – Коэффициент извлечения нефти

КПН – Корпоративный подоходный налог

КПЭ – Ключевые показатели эффективности

КТК – Каспийский трубопроводный консорциум

КФБ - АО «Казахстанская Фондовая Биржа»

ЛЭП – Линия электропередачи

м³ – метр кубический

млн – миллион

млрд. – миллиард

МНГ – Министерство нефти и газа

МНК – Морская нефтяная Группа

мПа*с – миллипаскаль, единица измерения вязкости нефти

МЭМР – Министерство энергетики и минеральных ресурсов

НБ РК – Национальный Банк Республики Казахстан

НГЗН – Начальные геологические запасы товарной нефти

НДС – Налог на добавленную стоимость

НДПИ – Налог на добычу полезных ископаемых

НМА – нематериальные активы

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

НСП – Налог с продаж

ППН – Пункт подготовки нефти

ПСП – Приемно-сдаточный пункт нефти

ПТУЗ – Профессионально-техническое учебное заведение

РК – Республика Казахстан

СНГ – Содружество независимых государств

СП – совместное предприятие

СРП – Соглашение о разделе продукции

т – тонна(ы)

ТМЗ – Товарно-материальные запасы

ТОО – Товарищество с ограниченной ответственностью

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «Каспий нефть»

<i>Юридический и фактический адрес</i>	Республика Казахстан, г. Атырау, 060009, ул. Сатпаева 15В
<i>Корпоративный секретарь</i>	Мусина Жанна Жасулановна
<i>Телефон</i>	+7 (7122) 31 56 63
<i>Электронная почта</i>	zh.mussina@caspineft.kz

АО «Единый регистратор ценных бумаг»

<i>Юридический и фактический адрес</i>	Республика Казахстан, 050040 г. Алматы, ул. Сатпаева д. 30А/3
<i>Телефон</i>	+7 (727) 272-47-60
<i>Электронная почта</i>	info@tistr.kz
<i>Интернет-сайт</i>	www.tistr.kz



The background is a dark blue gradient with a pattern of semi-transparent, light blue hexagons of various sizes and orientations. Interspersed among these hexagons are small, bright blue circular dots, some of which appear to be glowing or have a soft halo. In the bottom right corner, there is a faint, semi-transparent grid pattern that looks like a wireframe or a mesh, possibly representing a floor or a wall in a virtual space.

Атырау 2023